

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Надежность и долговечность газонефтепроводов и хранилищ»
Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
«Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов»
УДК 622.691.4-047.74(204.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Працута Дмитрий Зенонович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСГН ШБИП	Макашева Ю.С.			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД ШБИП	Немцова О.А.			

Консультант-лингвист

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

по Основной образовательной программе подготовки магистров
по направлению **21.04.01 «Нефтегазовое дело».**

Профиль подготовки: *Надежность газонефтепроводов и хранилищ.*

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем</i> , соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-6; ПК-7; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-23
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ; использовать <i>принципы изобретательства</i> , <i>правовые основы</i> –в области интеллектуальной собственности	ОК-1; ОК-2; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-6; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-15; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-22; ПК-23
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Проявлять профессиональную <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> ; использовать <i>инновационный подход</i> при разработке новых идей и методов <i>проектирования</i> объектов нефтегазового комплекса для <i>решения инженерных задач</i> развития нефтегазовых технологий, <i>модернизации и усовершенствования</i> нефтегазового производства.	ОК-1; ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-3; ОПК-6; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-2; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-18; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23
P4	<i>Внедрять, эксплуатировать и обслуживать</i> современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i> .	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-7; ОПК-8; ПК-1; ПК-3; ПК-6; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-14; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-21; ПК-22
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P5	Быстро ориентироваться и выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами математического моделирования технологических процессов и объектов	ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-7; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-17; ПК-20
<i>в области проектной деятельности</i>		
P6	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при разработке и реализации проектов, проводить экономический анализ затрат, маркетинговые исследования, рассчитывать экономическую эффективность	ОК-2; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-7, ОПК-8, ПК-1; ПК-3; ПК-4; ПК-5; ПК-6; ПК-8; ПК-9; ПК-10; ПК-11; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-16; ПК-17; ПК-18; ПК-19; ПК-20; ПК-21; ПК-22; ПК-23; (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, готовность нести ответственность за результаты работы	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
P8	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности	ОК-1; ОК-2; ОК-3; ОПК-1; ОПК-2; ОПК-4; ОПК-5; ОПК-6; ПК-6; ПК-11; ПК-12; ПК-13; ПК-14; ПК-15; ПК-23; (АБЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)
Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»		
P9	Организация технологического сопровождения планирования и оптимизации потоков углеводородного сырья и режимов работы технологических объектов	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.008 Специалист по диспетчерско-технологическому управлению нефтегазовой отрасли
P10	Организация ТОиР, ДО нефте- и газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.013 "Специалист по эксплуатации газотранспортного оборудования"
P11	Повышение надежности, долговечности, эффективности газотранспортного оборудования	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Уровень образования магистр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения (осенний / весенний семестр 2017/2018 учебного года)
 Форма представления работы:

магистерская диссертация

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.12.2018	<i>Введение</i>	10
14.03.2018	<i>Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов</i>	18
21.03.2018	<i>Исследование методов расчета продольного критического усилия подводных переходов газопроводов</i>	16
01.04.2018	<i>Исследование влияния способов засыпки подводного газопровода на его проектное положение</i>	22
03.05.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	7
12.05.2018	<i>Социальная ответственность</i>	7
14.05.2018	<i>Заключение</i>	10
25.05.2018	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		16.03.2018

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н, профессор		16.03.2018

Министерство образования и науки Российской Федерации
 Федеральное государственное автономное образовательное учреждение
 высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Бурков П.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской диссертации

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Працунто Дмитрию Зеноновичу

Тема работы:

«Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	от 19.04.2018 г. №2735/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	25.05.2018г.
--	--------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Подводные переходы магистральных газопроводов, непосредственная их стабилизация на стадиях строительства, а также проектирования.</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Анализ основных нормативных документов, технической литературы и установление направлений обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов трубопроводов исходя из условий их проектирования, сооружения и эксплуатации. Разработка рациональной схемы засыпки подводного газопровода, которая позволит решить проблему выхода трубопровода из проектного положения во время засыпки. Разработка методики расчета параметров рациональной схемы засыпки подводного газопровода.</p>
--	---

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Макашева Ю.С., ассистент ОСГН
«Социальная ответственность»	Немцова О.А., ассистент ОБД
«Иностранный язык»	Коротченко Татьяна Валерьевна, доцент

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

«Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов»
«Исследование методов расчета продольного критического усилия подводных переходов газопроводов»
«Исследование влияния способов засыпки подводного газопровода на его проектное положение»
«Финансовый менеджмент, РЭ и РС»
«Социальная ответственность»

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Бурков Петр Владимирович	д.т.н, профессор		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Працуто Дмитрий Зенонович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Працунто Дмитрию Зеноновичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистр	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Экономическое исследование проведения ликвидации последствий гидравлического удара в случае замены участка трубопровода
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормативы расхода материалов на технологический процесс; трудозатраты; нормы амортизации оборудования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс РФ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Оценка степени готовности проекта к коммерциализации
2. Разработка устава научно-технического проекта	Календарное планирование работ
3. Планирование процесса управления НИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупки	Расчёт сметы расходов проведения строительства подводного перехода магистрального газопровода с использованием технологии засыпки грунтовыми перемычками
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Сравнительный анализ ресурсоэффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка конкурентоспособности технических решений
2. Матрица SWOT
3. График проведения и бюджет НИ
4. Таблицы затрат
5. Круговая диаграмма распределение затрат

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ОСТН	Макашева Ю.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Працунто Д.З.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ6А	Працуто Дмитрию Зеноновичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Надежность газонефтепроводов и хранилищ»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<i>Рабочим местом является подводный переход магистрального газопровода. Климат в районе подводного перехода резко континентальный. При строительстве газопроводов с применением закрепляющих грунтовых перемычек выполняются следующие виды работ: земляные работы на переходах, сварочно – монтажные работы, изоляционные работы, балластировка трубопровода, укладка трубопроводов протаскиванием по дну подводной траншеи.</i>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты; – (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства). 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения в следующей последовательности: <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 	Строительство газопровода с применением закрепляющих грунтовых перемычек непосредственно связано с дополнительным воздействием целой группы вредных факторов, что существенно снижает производительность труда. Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – отклонение показателей климата; – превышение уровней шума; – тяжесть и напряженность физического труда; – повышенный уровень вибрации. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> – электрический ток; – электрическая дуга и металлические искры при сварке; – пожаровзрывоопасность.

<ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения). 	
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>В период строительства подводного перехода процесс производства работ больше всего сказывается на деформации берегов и дна реки, что приводит к изменению геометрии русла. Основными источниками негативного воздействия на состояние водоема является выполнение земляных работ в русле реки при разработке траншей для укладки трубопровода и их обратной засыпки, а также при выполнении берегоукрепительных работ в подводной части. Влияние оказывается на зоопланктон, зообентос и ихтиофауну рассматриваемого района работ.</p>
3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях: <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий. 	<p>Основные опасности при строительстве газопровода, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, связаны с авариями в виде пожара, взрыва или токсического выброса. Прогнозирование и предупреждение последствий аварий на таких производствах связано, прежде всего, с прогнозированием и предупреждением действия поражающих факторов при реализации основных опасностей.</p>
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Производственный экологический контроль за выполнением экологических требований при строительстве подводных переходов осуществляется в соответствии со статьей 71 Закона Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» службой экологического контроля, создаваемой заказчиком сооружения магистрального газопровода.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент ООД	Немцова О.А.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Працута Д.З.		

Реферат

Выпускная квалификационная работа содержит 114 с., 30 рис., 14 табл., 113 источников, 3 прил.

Ключевые слова: газопровод, стабилизация, подводный переход, проектное положение, технологии.

Объектом исследования является (ются): подводные переходы магистральных газопроводов.

Цель работы: обеспечение стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов путем совершенствования технологии строительного процесса.

В процессе исследования проводились: анализ необходимой научно-технической литературы, основных нормативных документов и установление путей для обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов при учете условий их эксплуатации, сооружения и проектирования; разработка схема засыпки подводного газопровода, уменьшающей проблему, связанную с выходом газопровода во время засыпки из проектного положения; разработка методики расчета параметров предложенной схемы засыпки подводного газопровода.

В результате исследования: проанализирована необходимая научно-техническая литература, основные нормативные документы и установлены пути для обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов при учете условий их эксплуатации, сооружения и проектирования; разработана схема засыпки подводного газопровода, решающая проблему, связанную с выходом газопровода во время засыпки из проектного положения; разработана методика расчета параметров предложенной схемы засыпки подводного газопровода.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: схема засыпки подводного газопровода, методика расчета параметров предложенной схемы.

Область применения: подводные переходы магистральных газопроводов.

Экономическая эффективность/значимость работы: результаты расчета указывают на высокую эффективность применения предлагаемой технологии для стабилизации проектного положения подводного перехода газопровода.

Определения, обозначения, сокращения, нормативные ссылки

Определения

В настоящей работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

компенсатор: специальная конструкция или участок трубопровода заданной кривизны, предназначенный для восприятия температурных перемещений;

переход трубопровода подводный: участок трубопровода, проложенный через реку или водоем шириной в межень по зеркалу воды более 10 и глубиной свыше 1,5 м, или шириной по зеркалу воды в межень 25 м и более независимо от глубины;

трасса трубопровода: положение оси трубопровода, определяемое на местности ее проекцией на горизонтальную и вертикальную плоскости;

воздействия: нагрузки, изменения температуры, влияния на строительный объект окружающей среды, действие ветра, осадка оснований, смещение опор, деградация свойств материалов во времени и другие эффекты, вызывающие изменения напряженно-деформированного состояния строительных конструкций. При проведении расчетов воздействия допускается задавать, как эквивалентные нагрузки;

нагрузки: внешние механические силы (вес конструкций, оборудования, снегоотложений, людей и т.п.), действующие на строительные объекты.

Обозначения и сокращения

В настоящем работе применены следующие обозначения и сокращения:

ППМГ – подводный переход магистрального газопровода;

НДС – напряженно–деформированное состояние;

МКЭ – метод конечных элементов;

МГ – магистральный газопровод;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

СМР – строительно–монтажные работы.

Нормативные ссылки

В настоящей работе использованы ссылки на следующие стандарты и руководящие документы:

ГОСТ Р ИСО 26000-2012 Руководство по социальной ответственности.

ГОСТ 12.1.003 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.030 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление

ГОСТ 12.1.038 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов

ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрация. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.046-85 ССБТ. Строительство. Нормы освещения строительных площадок

ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности

ГОСТ 12.1.008-78 Биологическая безопасность

СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов. Актуализированная редакция

СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. Актуализированная редакция СНиП 2.01.07-85*

СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция

Оглавление

Введение.....	16
1 Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов.....	18
2 Исследование методов расчета продольного критического усилия подводных переходов газопроводов.....	31
2.1 Анализ существующих методов расчета устойчивости подводных переходов газопроводов	31
2.2 Возможные случаи потери общей устойчивости в продольном направлении подводных переходов газопроводов.....	32
3 Исследование влияния способов засыпки подводного газопровода на его проектное положение	40
3.1 Причина выхода подводного газопровода из проектного положения на дне подводной траншеи	40
3.2 Разработка рациональной схемы и параметров засыпки уложенного в подводную траншею газопровода.....	41
3.2.1 Расчет параметров рациональной схемы засыпки подводного газопровода аналитическим методом.....	45
3.2.2 Расчет параметров рациональной схемы засыпки с использованием пакета инженерных программ APM WinMachine 9.7.....	50
4 Финансовый менеджмент, РЭ и РС	63
4.1 SWOT – анализ.....	63

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Працунто Д.З.			Оглавление		Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.						14
Консульт.								Листов
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						119
					НИ ТПУ гр. 2БМ6А			

4.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации	64
4.3 Планирование управления научно-техническим проектом.....	67
4.4 Основные риски	68
4.5 Затраты на проведение строительства и обоснование экономической эффективности	70
5 Социальная ответственность.....	75
5.1 Профессиональная социальная безопасность	75
5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды.....	76
5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности).....	81
5.2 Экологическая безопасность	84
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	86
5.4 Законодательное регулирование проектных решений.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	90
Список используемых источников	91
Приложение А (справочное)	104
Приложение Б (справочное).....	105
Приложение В (справочное)	107

Введение

Актуальность темы диссертации

Подводные переходы являются самыми сложными по проектированию и сооружению участками в составе линейной части газопроводов, так как их эксплуатация происходит в сложных условиях и они находятся под многообразными силовыми воздействиями, поэтому обеспечение их безопасности и надежности находится под особым контролем и вниманием. Нефтегазовые компании сталкиваются с большими затратами и трудностями при ремонте, оценке технического состояния и ремонте таких участков линейной части.

Подводные переходы газопроводов, как известно, проектируются с учетом обеспечения устойчивости против всплытия (устойчивости положения).

Большая часть аварийных случаев на газопроводах происходит именно на подводных переходах, которые связаны с размывом, всплытием, разрывом трубопровода, провисом и браком строительно-монтажных работ.

Работы, которые посвящены проблеме стабилизации проектного положения трубопроводов, содержат в себе информацию о том, что стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов напрямую зависит от технологии строительства, из этого следует, что данная область нуждается в детальном изучении и, с учетом несовершенств технологий, разработке путей дальнейшего развития строительного процесса.

Вышесказанное предопределяет **цель диссертационной работы**, а именно: обеспечение стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов путем совершенствования технологии строительного процесса.

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Працунто Д.З.			Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					16	119
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Из цели работы вытекают следующие **основные задачи**:

1. Анализ необходимой научно-технической литературы, основных нормативных документов и установление путей для обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов при учете условий их эксплуатации, сооружения и проектирования.

2. Разработка схема засыпки подводного газопровода, которая позволит уменьшить проблему, связанную с выходом газопровода во время засыпки из проектного положения.

3. Разработка методики расчета параметров предложенной схемы засыпки подводного газопровода.

					Введение	Лист
						17
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1 Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов

Магистральные трубопроводы являются линейно протяженными сооружениями, которые прокладывают в разнообразных условиях на пересечениях с многообразными искусственными и естественными препятствиями. Основные методы прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия, область их применения, а также достоинства и ограничения в применении приведены в таблице 1.1.

Протяженность магистральных газопроводов ПАО «Газпром» по состоянию на конец 2015 года составила 171,2 тыс. км. По состоянию на 31.12.2014 г. по данным ПАО «Газпром» газопроводы по сроку службы подразделяются:

- более 30 лет – 46% действующих газопроводов;
- от 21 до 30 лет – 30% действующих газопроводов;
- от 11 до 20 лет – 12% действующих газопроводов;
- 10 лет и менее – 12% действующих газопроводов.

Следствием этого является вынужденная необходимость детального мониторинга технического состояния линейной части трубопроводов с целью поддержания надежности всей газотранспортной системы на высоком уровне.

По данным о капитальном ремонте газотранспортной системы на территории России за 2011-2014 гг. прослеживается уменьшение протяженности трубопроводов, подвергнутых капитальному ремонту:

- за 2011 г. – 2436,6 км;
- за 2012 г. – 2487,3 км;
- за 2013 г. – 1818,8 км;

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Працито Д.З.			Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					18	119
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

- за 2014 г. – 1581,2 км.

Таблица 1.1 – Область применения методов прокладки трубопроводов через естественные и искусственные препятствия

Метод прокладки перехода трубопровода	Метод прокладки перехода трубопровода	Метод прокладки перехода трубопровода
Траншейные методы: в грунте, в защитном кожухе, в канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Траншейные методы: в грунте, в защитном кожухе, в канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.	Траншейные методы: в грунте, в защитном кожухе, в канале, под защитными плитами, со специальной засыпкой, с бетонным покрытием и др.
Бестраншейные методы: прокол, продавливание, горизонтальное бурение, микротоннелирование, горизонтально-направленное бурение.	Переходы под водоемами, дорогами, зданиями и др. сооружениями, природными объектами, прибрежными участками моря. Методы применяются при необходимости избежать нарушения поверхности в ходе строительства.	Ограниченная длина перехода (кроме микротоннелирования). Ограничения, связанные с геологическими условиями.
Надземная прокладка (воздушные переходы): самонесущие, на опорах, подвесные переходы и т.п. Прокладка по поверхности в насыпи или в другой защитной оболочке.	Переходы через водотоки, дороги, сооружения, овраги, ущелья и др. Методы применяются при устройстве временных переходов, при невозможности или нецелесообразности заглубления (например, переходы через действующие коммуникации, через глубокие и узкие ущелья), при нестабильной поверхности дна, берегов или грунтовой толщи, или при необходимости периодического доступа к переходу в период эксплуатации.	Возникает (наземное) надземное сооружение, нуждающееся в обслуживании. Переход подвержен внешним воздействиям.
Прокладка по дну водоема (с механической защитой или без нее). Трубопровод в толще воды (на опорах, на поплавках, самонесущий).	Методы применяются при пересечении очень широких водоемов (несколько километров и более), либо для устройства временных (например, военных) переходов, при нестабильной поверхности дна, берегов или грунтовой толщи.	Должна быть обеспечена защита перехода от контактов с судами, якорями, рыболовецкими снастями и др., либо глубина должна гарантировать отсутствие таких воздействий.

Газотранспортная система ПАО «Газпром» была сформирована в 1970 – 1980-х годах. Изначально в нее закладывался значительный запас прочности, а также имели значение работы по реконструкции и техническому

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 19
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

переворужению объектов газотранспортной системы, своевременное проведение ремонтов газопроводов, благодаря чему число отказов, начиная с 2002 года, сократилось более чем в 5 раз. Данные показания по уменьшению аварийности на ГТС, в первую очередь, говорят об использовании прогрессивных методов диагностики газотранспортной системы и планово-предупредительных работах, позволяющие своевременно выявить изношенные участки и устаревшее оборудование.

Из всего состава сооружений линейной части МГ можно выделить подводные переходы через речные преграды как особые объекты контроля, поскольку их эксплуатация и обслуживание происходят в условиях повышенной опасности. Участки подводных переходов существенно отличаются от линейных участков трубопроводов по различным признакам – влиянием на напряженно-деформированное состояние (НДС) стенки трубы, а также результаты таких отличий проявляются и в процессе эксплуатации данного участка трубопровода [94].

Согласно [95], в настоящее время система ПАО «Транснефть» эксплуатирует почти 2000 подводных переходов МН, составляющих общую протяженность более 1800 км, из которых 67% переходов проложены траншейным методом через крупнейшие реки России (Кама, Волга, Обь и др.). По данным Ростехнадзора в период с 1999 по 2008 гг. на магистральных нефтепроводах возникли 93 аварийные ситуации, 12 из которых на подводных переходах.

Более подробно условия эксплуатации подводных переходов нефтепроводов изложены в работах [13, 49].

Анализируя и оценивая условия эксплуатации подводных переходов МН, можно заключить, что участки с поворотом трубопровода (изменением направления продольной оси трубопровода) характеризуются высоким уровнем напряженного состояния [33, 52].

Строительство нефтепроводов в настоящее время ведется в основном в Северных районах в зимнее время из-за наличия болот и заболоченных

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 20
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

участков значительной протяженности. В связи с этим в трубопроводе при эксплуатации возникают высокие сжимающие усилия от большого температурного перепада, так как значение температуры перекачиваемого продукта может достигать до 80 °С в зависимости от его свойств. Под действием сжимающих усилий может произойти потеря общей устойчивости трубопровода в продольном направлении. Наибольший интерес для нас представляют криволинейные участки подводного перехода, на которых возникают наибольшие перемещения трубопровода и напряжения изгиба, вызывающие значительную часть повреждений трубопровода (разрывы стенок труб, образование гофр, отклонение от проектного положения и др.) и приводящие к аварийным ситуациям.

При эксплуатации трубопровод постоянно подвержен нагрузкам и воздействиям различного характера, что существенно влияет на надежность и безопасность трубопровода.

На сегодняшний день более 47% магистральных нефтепроводов ПАО «Транснефть» эксплуатируется более 30 лет [71]. Это говорит о том, что нефтепроводы эксплуатируются с плохими механическими свойствами металла. Следовательно, происходит снижение несущей способности трубопровода и безопасности эксплуатации [48].

Задачи и планы развития ПАО «Транснефть» вплоть до 2020 гг. представлены в работе [97], где говорится о дальнейшем развитии системы транспортировки нефти за счет новых разработок по обеспечению надежной и безопасной работы нефтепроводов. Дальнейшее развитие и усовершенствование необходимо из-за больших объемов добычи и транспортировки нефти. По прогнозам объем транспортировки нефти к 2020 году составит порядка 496,3 млн т, а объем добычи нефти к 2020 г. составит 527 млн т.

Программа по техническому перевооружению, капитальному ремонту и развитию объектов транспорта и хранения нефти, принадлежащих системе ПАО «Транснефть» в период 2011–2017 гг. была разработана и утверждена в

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПАО «Транснефть» в 2010 году. В программе рассматривается замена трубопроводов общей протяженностью 6503,6 км [52]. В соответствии с разработанной программой и руководящими документами компании в первую очередь замене подлежат переходы через водные преграды и малые водотоки, построенные в период 1960-1970 гг., которые не соответствуют действующим нормативным документам, а также переходы через водные преграды, имеющие отклонение от нормативного состояния.

Анализ российских и зарубежных данных по аварийности объектов трубопроводного транспорта за период с 1971 по 2009 гг. приведен в статье [70]. Как отмечается в статье, критерии, по которым аварийные события вносятся в статистическую базу, характеристики рассматриваемого объекта, методы формирования базы, и даже характер фиксируемых аварийных событий существенно отличаются за рубежом. Если в России учитываются аварийные утечки нефти более 10 м³, то в США – более 8 м³, а в Канаде – более 1,5 м³. Если сравнивать показатели аварийности на европейских и американских трубопроводах нефти и нефтепродуктов, то они близки, и прослеживается их снижение почти в 5 раз по сравнению с 70-ми годами.

По данным Ростехнадзора, показатели аварийности на трубопроводах России приблизились к показателям США и Европы:

- для нефтепроводов 0,27 аварий в год на 1000 км;
- для нефтепродуктопроводов 0,06 аварий в год на 1000 км;
- для газопроводов 0,13 аварий в год на 1000 км.

Основной причиной аварий на магистральных нефте- и продуктопроводах по данным Ростехнадзора за период с 1996 по 2008 гг. являются внешние воздействия и составляют 63 %. Нагрузки и воздействия, такие как температурный перепад, рабочее давление, продольно усилие, относятся к внешним воздействиям. В работе [49] показано, что аварии на подводных переходах магистральных трубопроводов наносят значительный ущерб окружающей среде.

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 22
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Особенности продольных и поперечных перемещений подземных трубопроводов под действием различных нагрузок и воздействий проанализированы во многих работах [16, 22, 23, 26, 66, 109]. Определены закономерности взаимодействия грунта и подземного трубопровода. Даны характеристики различных грунтов, которые учитываются при расчете перемещений трубопроводов в грунте.

В магистральных газо- и нефтепроводах, которые сооружаются на территории Севера и Сибири, действуют высокие продольные сжимающие усилия, которые взаимодействуют с неустойчивым и слабонесущим грунтом, что обычно приводит к росту продольных напряжений а также вызывает напряжения изгиба из-за перемещения трубопровода. Работа [23] показывает, что на изменения продольных усилий и изгибающих моментов влияют внешние факторы. В ряде случаев, значительный положительный температурный перепад приводит к повреждениям трубопровода [24, 47]. Такие повреждения чаще всего встречаются на участках отклонения продольной оси от прямой, то есть где возможны перемещения подземного трубопровода в продольных и поперечных направлениях под действием продольных сжимающих напряжений. О таких повреждениях могут говорить такие отклонения, как смещение трубы от проектного положения, образование гофр, разрыв стенок трубы в плоскости изгиба, которые показывают преобладающее влияние напряжений изгиба. Вопросы по обеспечению надежности и безопасности магистральных нефте- и газопроводов освещены в большом количестве работ [48, 52, 71, 97]. В данных работах обеспечение безопасности МН связано с совершенствованием методов расчета на прочность и устойчивость трубопроводов, где за основу расчета принимаются расчетные схемы и нагрузки на трубопровод, отражающие действительные условия эксплуатации.

Расчеты на прочность сложных участков трубопроводов рассмотрены в работах [4, 10, 109]. Вопросам обеспечения надежности и безопасности подводных трубопроводов посвящены работы [17, 42].

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основополагающим расчетом при проектировании и строительстве подводных переходов магистральных трубопроводов (ППМГ) является расчет на устойчивость положения против всплытия, а также расчет на общую устойчивость в продольном направлении [92].

Обеспечение устойчивости ППМГ является неотъемлемой частью в обеспечении надежности эксплуатации.

Исследованиям вопросов устойчивости трубопроводов посвящены работы Азметова Х.А. [2-6], Айнбиндера А.Б. [7, 8], Бородавкина П.П. [18, 20, 28, 29], Быкова Л.И. [33-36], Васильева Г.Г. [40, 41, 87], Горковенко А.И. [44], Дудникова Ю.В. [52, 53], Зарипова Р.М. [66, 109], Иванцова О.М. [55, 56], Идрисова Р.Х. [57], Камерштейна А.Г. [8, 61], Литвина И.Е. [72], Мансурова М.Н. [73-75], Тимербулатова Г.Н. [101], Филатова А.А. [102, 103], Харионовского В.В. [105-108, 116], Черникина В.И. [112], Ясина Э.М. [106, 107] и др., где рассматривались различные варианты прокладки трубопроводов.

Многие из рекомендованных в [112] методов расчета устойчивости были сформированы в работах Айнбиндера А.Б. [7, 8]. Работы [2, 8, 35] обобщают проведенные исследования и помогают производить расчет при проектировании трубопроводов.

За рубежом изучением проблем в области эксплуатации подводных трубопроводов занимались Гебер Дж. А. (Geber J.A.) [109], Уэбб Б.С. (Webb B.C.) [113], Беллами Л. Дж. (Bellamy L.J.) [109], Херст У. У. (Hurst W.W.) [109], также Астли Дж. А. (Astley J.A.) [109] и др.

Наиболее масштабными и связанными с методами ремонта и расчетом НДС лежащих в непроектном положении участков газопроводов являются работы, которые выполнялись под руководством Харионовского В.В. во ВНИИГАЗе [86, 105], а также исследования, которые проводились с участием Шарыгина В.М. в филиале ВНИИГАЗ – СеверНИПИгаз, результатом которых и стала работа [111]. Многие организации нефтегазовой отрасли по всему миру и в разное время разрабатывали программы расчетов прочности и

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 24
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

устойчивости подземных газонефтепроводов для электронно-вычислительных машин (ЭВМ), которые могли учитывать возможные конструктивные особенности трубопроводов, их назначение, методы и способы их прокладки и т.д.

Исследованием в области продольной устойчивости, а также разработкой программ для расчета подземных газонефтепроводов за границей занимались Трутмэн Ч. Х. (Trautman C. H.), Эллинг Р. Е. (Elling R.E.) [114], О'Рурк Т. Д. (O'Rourke T.D.) [117,118] и др.

В России тоже разрабатывались подобные программы. Еще в Советском союзе, в период 1975 – 1991 гг., сотрудниками ВНИИСТа было представлено детальное развитие методов расчета напряженно-деформированного состояния подземных трубопроводов, которые учитывали совместную деформацию трубопровода и грунта. ВНИИСТ совместно с другими организациями, такими как Гидроспецгаз, ЮжНИИгипрогаз и другие, разработал и представил комплекс программ для расчета трубопроводов на вычислительной машине (ЭВМ) [83], который учитывал все основные конструктивные схемы трубопроводов.

Приведем анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов ООО «Тюментрансгаз» за период с 1970 – 2004 гг. по данным [83]. В ООО «Тюментрансгаз» эксплуатируется 17 ниток газопроводов, общая протяженность которых составляет 26769 км, а 60 % из них (то есть более 16000 км) приходится на участки, на которых располагаются болота и заболоченные территории с множеством ручьев и рек. По результатам мониторинга протяженность участков, которые находятся в непроектном положении по причине потери продольной устойчивости, составила:

- 1997 год – 771 км;
- 1998 год – 834 км;
- 1999 год – 893 км;
- 2000 год – 929 км;

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

- 2001 год – 891 км;

- 2002 год – 754 км.

Из них 78% находится на головных участках Уренгой – Надым, Ямбург – Ныда.

Для того чтобы повысить конструктивную и эксплуатационную надежность дефектных участков магистральных газопроводов, в ООО «Тюментрансгаз» проводятся следующие виды ремонтно-восстановительных работ:

- замена изоляции или ремонт с заменой изоляции;
- засыпка и обвалование участка газопровода без его переукладки;
- заглубление участков газопроводов;
- балластировка участков газопроводов;
- замена труб на участке газопровода с переукладкой;
- переукладка участка газопровода без замены труб.

Работы, касающиеся заглубления и балластировки участка газопровода, в зависимости от его фактического состояния могут предусматривать:

- восстановление нарушенной балластировки без переукладки участка;
- переукладку участка во вторично разработанную траншею;
- дозаглубление и пригрузку ранее не забалластированных участков без разрезки и демонтажа газопровода;
- дополнительную балластировку газопровода.

Выбор технологии строительства, ремонта и эксплуатации подводных переходов регламентируются действующими нормативными документами по проектированию и обслуживанию [42, 85]. Однако, несовершенная математическая модель, которая лежит в основе расчетов, не учитывает все усилия и воздействия, действующие на трубопровод, и, соответственно, вызываемые этими силами процессы перемещения.

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист
						26
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По официальной статистике Ростехнадзора, из всех чрезвычайных ситуаций и аварий на магистральных трубопроводах 75% приходится на газопроводы. За последние 10 лет на магистральных газопроводах произошло 200 аварий причем каждая пятая - по причине брака строительно-монтажных работ.

По данным [107] приведем результаты обобщения по основным причинам повреждений на подводных переходах трубопроводов за последние 5 лет (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Основные причины повреждений подводных переходов трубопроводов

Основные причины повреждения подводных переходов МГ	Доля от общего количества аварий на переходах, %
В русловой части (60 %)	
Брак СМР	36
Коррозия	2
Разрыв трубы с последующим гидродинамическим напором	7
Всплытие трубы	4
Повреждение судами	7
Неустановленные причины	4
В пойменной части (40 %)	
Брак СМР	22
Коррозия	12
Оползни	2
Неустановленные причины	4

По результатам анализа повреждений ППМТ приведены следующие причины аварий в % от общего количества [49]:

- 70 - деформация русла;
- 12% - механические повреждения якорями судов;
- 7% - потеря устойчивости из-за недостаточной пригрузки;
- 3,5 % - некачественная сварка монтажных стыков;
- 1,5 % - осадка набережной;

- 1,5 % - повреждение льдом;
- 4,5 % - другие причины, включая наружную коррозию трубы, стресс-коррозию и нарушения правил эксплуатации.

На сегодняшний день достаточно сложно определить расчетами, на каком участке проектируемый трубопровод потеряет устойчивость. Влияние физико-механических характеристик грунтов на НДС трубопровода довольно противоречиво. Определяющим параметром, который влияет на уровень напряженно-деформированного состояния и безопасность нефтепровода, является характер взаимодействия трубопровода с грунтом [35]. Также данные физико-механических характеристик грунтов необходимо исследовать с места укладки. Однако, свойства грунта на переходах через водные преграды значительно изменяются как во время монтажа, так и во время эксплуатации. Сложность заключается еще и в том, что на подводных участках трубопроводов изменение деформационных и прочностных свойств грунтов (таких как сцепление, угол внутреннего трения и др.) практически не влияет на величину напряжений, возникающих в трубопроводе и рассчитываемых в соответствии с [92].

В работе [51] отмечено, что подземные трубопроводы засыпают грунтом, фактически являющимся насыпным. Связано это с тем, что при засыпке трубопровода грунтом каждый последующий слой не уплотняют до требуемого значения плотности. Таким образом, подобного рода засыпку можно считать отвалом в соответствии с данной в [93] классификацией.

Следовательно, чтобы характеристики грунта засыпки приобрели значения природного неразрушенного грунта, необходимы десятки лет в зависимости от его вида [51].

Следует также отметить, что при строительстве трубопроводов в зимнее время в грунт засыпки неизбежно попадают лед и снег, хотя правила производства работ этого и не допускают, и в расчетах этот факт не учитывается [94].

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 28
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

В работе [60] подробно рассматривается НДС подводных переходов газопроводов с учетом изменения степени водонасыщенности грунта на прилегающих подземных участках.

Согласно требованиям положения 12.1.4 [92], свойства грунтов должны приниматься согласно данным инженерных изысканий, которые прогнозировали бы изменение их свойств при эксплуатации, однако осуществить это на практике бывает не всегда просто, поскольку характеристики грунтов при проведении инженерных изысканий и эти же показатели при эксплуатации построенных объектов могут быть очень разные, и это может зависеть от нескольких факторов, например, таких как таяние мерзлых пород, обводнение местности, повышение уровня грунтовых вод и др. [51].

Каждый год при капитальном ремонте проводится восстановление около 150 ниток подводных переходов, но этого не достаточно для того, чтобы существенно сократить число переходов, подлежащих ремонту [102]. Большая часть ремонтно-восстановительных работ выполняется по восстановлению проектных положений подводных трубопроводов, которые были нарушены из-за их непроектных перемещений, то есть решение проблем, связанных с обеспечением необходимого технического состояния подводного перехода невозможно только с помощью ремонтных работ на стадии эксплуатации. Имеет место быть и несовершенство технологий проектирования, и недоработки по техническому обслуживанию подводных переходов, в частности, в приложении к оценке напряженно-деформированного состояния стенок труб [102].

Обзор работ [21, 49], посвященных технической эксплуатации, а также устойчивости подводных переходов трубопроводов, показывает, что 70% аварийных случаев на подводных переходах трубопроводов возникают из-за размыва грунта и оголения трубопровода.

В процессе работы над первой главой диссертации были установлены возможные причины потери стабилизации положения подводных переходов

					Анализ условий эксплуатации и способов обеспечения устойчивости подводных переходов газопроводов	Лист 29
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

магистральных трубопроводов (ППМГ) и разработана классификация, которая позволяет установить направления обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов трубопроводов исходя из условий их проектирования, сооружения и эксплуатации (приложения).

Вышесказанное предопределяет цель диссертационной работы, а именно: обеспечение стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов путем совершенствования технологии строительного процесса.

Из цели работы вытекают следующие основные задачи:

1. Анализ необходимой научно-технической литературы, основных нормативных документов и установление путей для обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов при учете условий их эксплуатации, сооружения и проектирования.

2. Разработка схема засыпки подводного газопровода, решающей проблему, связанную с выходом газопровода во время засыпки из проектного положения.

3. Разработка методики расчета параметров предложенной схемы засыпки подводного газопровода.

4 Финансовый менеджмент, РЭ и РС

Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов газопроводов, как самых сложных по проектированию и сооружению участков в составе линейной части, находится под особым вниманием и контролем, так как эксплуатируются они в сложных условиях и подвергаются многообразным силовым воздействиям. Обзор работ, посвященных стабилизации проектного положения трубопроводов, показывает, что сохранение проектного положения подводного трубопровода напрямую зависит от технологии строительства, что требует детального изучения и разработки путей дальнейшего развития процессов строительства с учетом их несовершенств. Так как на сегодняшний день существует значительное количество различных технологий для строительства ППМГ, то, помимо технической части, чаще всего рассматривают их перспективность с точки зрения экономичности.

4.1 SWOT – анализ

SWOT анализ отражает в себе следующую информации – Strengths (сильные стороны проекта), Weaknesses (слабые стороны проекта), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта.

SWOT анализ применяется при исследовании внутренней и внешней среды проекта.

SWOT – представляет собой матрицу, в которой отражены все качества проекта, что позволяет сопоставить плюсы и минусы при принятии решения.

Данный анализ приведен в таблице 4.1.

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Працито Д.З.			Финансовый менеджмент, РЭ и РС	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.					63	119	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.							

Таблица 4.1 – Матрица SWOT

	<p>Сильные стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>С1. Заявленная экономичность и энергоэффективность технологий</p> <p>С2. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями.</p> <p>С3. Квалифицированный персонал.</p>	<p>Слабые стороны научно-исследовательского проекта:</p> <p>Сл1. Наличие устаревших данных</p> <p>Сл2. Отсутствие необходимого оборудования для проведения испытания опытного образца</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование инновационной инфраструктуры ТПУ</p> <p>В2. Ожидание подобной методики</p>	<p>1. Уменьшение энерго и ресурсозатрат</p> <p>2. Продолжение научных исследований с целью усовершенствования имеющейся технологии</p>	<p>1. Поиск заинтересованных лиц</p> <p>2. Разработка научного исследования</p> <p>3. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Введение дополнительных государственных требований к сертификации продукции</p> <p>У2. Изменение законодательства</p>	<p>1. Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве.</p> <p>2. Сертификация продукции</p>	<p>1. Повышение квалификации кадров.</p> <p>2. Приобретение необходимого оборудования опытного образца</p>

4.2 Оценка готовности проекта к коммерциализации

На какой бы стадии жизненного цикла не находилась научная разработка полезно оценить степень ее готовности к коммерциализации и выяснить уровень собственных знаний для ее проведения (или завершения). Для этого необходимо заполнить специальную форму, содержащую показатели о степени проработанности проекта с позиции коммерциализации

и компетенциям разработчика научного проекта. Результаты анализа степени готовности приведены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оценка степени готовности научного проекта к коммерциализации

№ п/п	Наименование	Степень проработанности научного проекта	Уровень имеющихся знаний у разработчика
1	Определен имеющийся научно-технический задел	4	3
2	Определены перспективные направления коммерциализации научно-технического задела	5	3
3	Определены отрасли и технологии (товары, услуги) для предложения на рынке	5	3
4	Определена товарная форма научно-технического задела для представления на рынок	2	3
5	Определены авторы и осуществлена охрана их прав	3	3
6	Проведена оценка стоимости интеллектуальной собственности	2	3
7	Проведены маркетинговые исследования рынков сбыта	2	2
8	Разработан бизнес-план коммерциализации научной разработки	2	3
9	Определены пути продвижения научной разработки на рынок	2	3
10	Разработана стратегия (форма) реализации научной разработки	2	3
11	Проработаны вопросы международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок	1	1
12	Проработаны вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот	1	3

Продолжение таблицы 4.2

13	Проработаны вопросы финансирования коммерциализации научной разработки	2	3
14	Имеется команда для коммерциализации научной разработки	2	2
15	Проработан механизм реализации научного проекта	3	4

Оценка готовности научного проекта к коммерциализации (или уровень имеющихся знаний у разработчика) определяется по формуле:

$$B_{\text{сум}} = \sum B_i ,$$

где $B_{\text{сум}}$ – суммарное количество баллов по каждому направлению;

B_i – балл по i -му показателю.

Значение $B_{\text{сум}}$ позволяет говорить о мере готовности научной разработки и ее разработчика к коммерциализации. Значение степени проработанности научного проекта составило 38, что говорит о средней перспективности, а знания разработчика достаточны для успешной ее коммерциализации. Значение уровня имеющихся знаний у разработчика составило 45 – перспективность выше среднего.

По результатам оценки можно сказать, что в первую очередь необходимо проработать вопросы использования услуг инфраструктуры поддержки, получения льгот. Следующими задачами будет проработка вопросов финансирования коммерциализации научной разработки и поиск команды для коммерциализации научной разработки. Что касается вопросов международного сотрудничества и выхода на зарубежный рынок: такие задачи на данный момент не ставятся.

4.3 Планирование управления научно-техническим проектом

В рамках планирования научного проекта необходимо построить календарный и сетевые графики проекта. Линейный график представлен в виде таблицы.

Таблица 4.3– Календарный план проекта

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Состав участников (ФИО ответственных исполнителей)
1	Выдача задание диплома	7	01.03.18	07.03.18	Працуто Д.З. Бурков П.В.
2	Введение	5	08.03.18	12.03.18	Працуто Д.З.
3	Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	8	13.03.18	20.03.18	Працуто Д.З. Бурков П.В.
4	Литературный обзор	7	21.03.18	27.03.16	Працуто Д.З.
5	Теоретическая часть	25	28.03.18	21.04.18	Працуто Д.З. Бурков П.В.
6	Расчетная часть	25	22.04.18	15.05.18	Працуто Д.З. Бурков П.В.
7	Оформление пояснительной записки, разработка презентации	14	16.05.18	29.05.18	Працуто Д.З.
Итого:		91			

Для иллюстрации календарного плана проекта приведена диаграмма Ганта, на которой работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства отображения каждый месяц разделен на декады (таблица 4.2).

Таблица 4.4 – Календарный план-график проведения диплома по теме

Вид работ	Исполнители	Т _к , раб. дн.	Продолжительность выполнения работ								
			март			апрель			май		
			1	2	3	1	2	3	1	2	3
Выдача задание диплома	Магистр Руководитель	7	<div><div></div><div></div></div>								
Введение	Магистр	5	<div><div></div><div></div></div>								
Постановка задачи и целей исследования, актуальность, научная новизна	Магистр Руководитель	8		<div><div></div><div></div></div>							
Литературный обзор	Магистр	7			<div><div></div><div></div></div>						
Теоретическая часть	Магистр Руководитель	25			<div><div></div><div></div></div>						
Расчетная часть	Магистр Руководитель	25					<div><div></div><div></div></div>				
Оформление пояснительной записки, разработка презентации	Магистр	14								<div><div></div><div></div></div>	

- магистр;
 - руководитель.

4.4 Основные риски

В процессе реализации проекта существует вероятность возникновения различных рисков, представляющих опасность на пути достижения конечной цели – сооружения надежно функционирующего МГ после проведения всех строительных работ. невозможно, однако снизить угрозу от них можно, уменьшая воздействие неблагоприятных факторов. Риски, которые могут возникать при проведении строительства ППМГ представлены в таблице 4.5.

Таблица 4.5 - Календарный план-график проведения диплома по теме

Риск	Вероятность наступления (1-5)	Влияние риска (1-5)	Уровень риска	Способы смягчения риска
Технические Риски				
Выбор неподходящего для эксплуатации оборудования	1	5	высокий	Необходимо проводить максимально точные расчеты по оборудованию, при его подборе, а также проверку этих расчетов. Отслеживать любые аномальные изменения в поведении оборудования. Иметь четкий план работ, не отклоняться от графика.
Возникновение неисправностей в оборудовании	3	4	средний	
Нерациональное использование средств и времени	3	3	средний	
Внешние риски				
Вмешательство контролирующих органов	3	3	средний	Своевременный мониторинг любых изменения в законодательстве РФ, а также предотвращение отклонений от установленных законом норм. Контроль качества выполнения работ, контроль адекватного и рационального поведения обслуживающего персонала. Тщательная проверка получаемого оборудования, его испытательное тестирование.
Изменения Российского законодательства	2	4	средний	
Небрежность и недобросовестность сотрудников	3	4	средний	
Низкое качество предоставляемого оборудования	2	5	высокий	
Риски управления проектом				
Неправильная оценка ситуации	2	4	средний	Руководитель должен тщательно проработать все этапы выполнения строительства ППМГ, а также контролировать то, насколько персонал-исполнитель следует заявленному плану.
Неправильное планирование проведения работ	2	5	высокий	
Низкий контроль качества исполнения	3	5	высокий	

Продолжение таблицы 4.5

Организационные риски				
Проблемы с финансированием	1	5	высокий	Все вопросы выделения средств и подготовки необходимых для исполнения материалов должны быть решены еще до начала реализации проекта. К выполнению работ должна приступать только надежная, ответственная организация. Между заказчиками, руководителями и исполнителями должна быть налажены бесперебойные средства коммуникации.
Проблемы с ресурсной базой	2	5	высокий	
Некомпетентность организации исполнителя	1	3	средний	
Проблемы коммуникации	1	2	низкий	

4.5 Затраты на проведение строительства и обоснование экономической эффективности

При планировании бюджета должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых расходов, необходимых для его выполнения. Эксплуатационные затраты на строительство 4 км ППМГ с использованием закрепляющих грунтовых перемычек состоят из следующих элементов:

1. материальных затрат;
2. затрат на горюче-смазочные материалы (ГСМ);
3. заработной платы;
4. отчислений на социальные нужды;
5. затраты на эксплуатацию машин и механизмов;
6. прочие расходы.

Таблица 4.6 – Калькуляция материальных затрат и затрат на ГСМ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Труба $D_n = 1020$ мм	174	33000	5742000
Рейка деревянная антисептированная (футировка)	17000	88,23	1500000
Масло моторное	208	81,25	16900
Дизельное топливо	3000	47	282000
Бензин АИ-92	1000	29,3	29300
ИТОГО			7570200

Таблица 4.7 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника

районный коэффициент	1,6
северная надбавка	1,5
доплата за вредность	1,12

Таблица 4.8 – Калькуляция амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Количество	Гарантийный срок эксплуатации (год)	Балансовая стоимость, руб.		Сумма амортизации, руб. (170 дней)
			одного объекта	всего	
Автокран КС-45714	3	15	4500000	13500000	364567,5
Трубоукладчик KOMATSU D355C-3	7	15	7000000	49000000	1323245
Экскаватор «Hitachi zx330»	4	15	4200000	16800000	453684
Землесос «ТЗР - 151»	1	15	1900000	1900000	58206,5
Лебедка протаскивающая «ЛП-152»	1	15	2300000	2300000	62111,5
ИТОГО	20				2261814,5

Таблица 4.9 – Общая сумма затрат при проведении мероприятия с применением закрепляющих грунтовых перемычек

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	7570200
2. Оплата труда	6466398
3. Страховые взносы	3233199
4. Амортизационные отчисления	2261814,5
5. Прочие расходы	646639,8
6. Всего затрат	20178251,3
7. Накладные расходы (20%)	4035650,26
Итого	24213901,6

Распределение всех видов затрат отображено на рисунке 4.1



Рисунок 4.1 – Распределение затрат на строительство подводного перехода
МГ с применением закрепляющих грунтовых перемычек

Данный способ засыпки подводного газопровода эффективен тем, что по всем расчетам обеспечивает проектное положение подводного трубопровода после осуществления засыпки. Увеличение затрат, связанное с технологией засыпки подводного трубопровода перемычками, намного меньше затрат, связанных с проведением ремонтных, дноуглубительных и других видов работ.



Рисунок 4.2 – Распределение затрат на строительство подводного перехода
МГ стандартным методом

5 Социальная ответственность

Социальная ответственность или корпоративная социальная ответственность (как морально-этический принцип) – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров (ГОСТ Р ИСО 26000-2012) [19].

Рабочее место и взаимное расположение всех его элементов должно соответствовать антропометрическим, физическим и психологическим требованиям. Большое значение имеет также характер работы. В частности, при организации рабочего места под строительство подводного перехода должны быть соблюдены все основные условия.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда работников на строительстве подводного перехода и разработка мер защиты от них. В разделе также рассматриваются вопросы техники безопасности, пожарной профилактики и охраны окружающей среды, даются рекомендации по созданию оптимальных условий труда.

5.1 Профессиональная социальная безопасность

Для целостного представления об источниках вредностей и опасностей и всех основных выявленных вредных и опасных факторах на рабочем месте, ниже представлена таблица 5.1.

Идентификация потенциальных опасных и вредных производственных факторов (ОВПФ) проводится с использованием «Классификации вредных и опасных производственных факторов по ГОСТ 12.0.003–2015 [18].

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Працунто Д.З.			Социальная ответственность	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.					75	119
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А		
Рук-ль ООП		Бурков П.В.						

Название вредных и опасных производственных факторов в работе соответствуют приведенной классификации. Определены название характерных видов работ и вредных производственных факторов (ОВПФ).

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при строительстве газопровода с использованием закрепляющих грунтовых перемычек

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) Земляные работы на переходах; 2) Сварочно-монтажные работы; 3) Изоляционные работы; 4) Балластировка трубопроводов с использованием обетонирования; 5) Укладка трубопроводов протаскиванием по дну подводной траншеи.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Тяжесть и напряженность физического труда. 4. Повышенный уровень вибрации.	1. Электрический ток; 2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке; 3. Пожаровзрывоопасность.	ГОСТ 12.0.003-2015 [18] ГОСТ 12.1.005-88 [25] СанПиН 2.2.4/2.1.8.10-32-2002 [29] ГОСТ 12.4.011-89 [18] ГОСТ 12.1.038-82 [26] СН 2.2.4/2.1.8.556-96 [31] СН 2.2.4/2.1.8.562-96 [30] ФЗ №123-от 2008 г. [21] ГОСТ 12.1.012-2004 [38]

5.1.1 Анализ вредных факторов производственной среды

1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Источником формирования данного вредного производственного фактора при строительстве и капитальном ремонте газопроводов является метеорологические условия производственной среды, которые складываются из температуры воздуха, его влажности и скорости движения. Метеорологические условия оказывают большое влияние на здоровье, самочувствие и работоспособность человека.

На территории характерна продолжительная зима, длящаяся до 7 месяцев (октябрь-апрель). Температура воздуха может падать в отдельные дни до минус 50 °С – минус 60 °С. Короткий весенний сезон, примерно один месяц – май. В целом засушливое лето – три месяца (июнь - август). Кратковременная и холодная осень (сентябрь).

Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Работающие на открытой территории в зимний и летний периоды года в каждом из климатических регионов должны быть обеспечены спецодеждой: [34]

- костюм от защиты от воды из синтетической ткани с пленочным покрытием;
- комбинезон для защиты от токсичных веществ и пыли из нетканых материалов;
- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с масловодоотталкивающей пропиткой или костюм из хлопчатобумажной ткани с огнезащитной пропиткой или костюм из огнестойких тканей на основе смеси мета- и параамидных волокон;
- костюм противоэнцефалитный;
- футболка;
- ботинки кожаные с жестким подноском или сапоги кожаные с жестким подноском;
- сапоги резиновые с жестким подноском или сапоги болотные с жестким подноском;
- нарукавники из полимерных материалов;
- перчатки с полимерным покрытием;
- перчатки резиновые или из полимерных материалов;
- каска защитная;
- подшлемник под каску;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

- очки защитные;
- маска или полумаска со сменными фильтрами.

На наружных работах зимой дополнительно:

- костюм из смешанных тканей для защиты от общих производственных загрязнений и механических воздействий с масловодоотталкивающей пропиткой на утепляющей прокладке или костюм из смешанных тканей с огнезащитной пропиткой на утепляющей прокладке;
- жилет утепленный;
- жилет меховой;
- белье нательное утепленное;
- ботинки кожаные утепленные с жестким подноском или сапоги кожаные утепленные с жестким подноском;
- валенки с резиновым низом;
- перчатки с полимерным покрытием, нефтеморозостойкие;
- перчатки шерстяные (вкладыши).

2. Превышение уровней шума

Источниками шума и вибрации при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода могут стать плавсредства (плавкран, теплоход-буксир, землесос), а также машины для проведения подготовительных земляных работ (бульдозеры, экскаваторы). Шумовые характеристики машин или предельные значения шумовых характеристик должны быть указаны в паспорте на них, руководстве (инструкции) по эксплуатации или другой сопроводительной документации.

Длительное воздействие шума, уровень которого превышает допустимые значения, может привести к заболеванию человека шумовой болезнью – нейросенсорная тугоухость.

Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах с учетом напряженности и тяжести трудовой деятельности представлены в таблице 5.2.

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5. 2 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности [30]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	—	—	—
Напряженный труд 2 степени	50	50	—	—	—

Для предотвращения негативного воздействия шума применяются следующие средства индивидуальной защиты: противошумные наушники (в том числе с креплением на защитной каске); противошумные вкладыши; противошумные шлемы.

3. Тяжесть и напряженность физического труда

Источниками формирования данного вредного фактора могут быть: [33]

- величина внешней механической работы, выполняемой за смену;
- масса поднимаемого и перемещаемого вручную груза;
- количество стереотипных рабочих движений в смену;
- величина суммарного усилия, прилагаемого за смену для удержания груза;
- удобство рабочей позы;

– количество вынужденных наклонов в смену и километров, которые вынужден проходить человек при выполнении работы.

В связи с большим количеством выполняемых механических работ выполняемой за смену, строительство подводного перехода сопровождается тяжелым и напряженным физическим трудом.

Тяжелый и напряженный физический труд может повлиять на общее самочувствие рабочего и привести к развитию различных заболеваний.

Тяжесть и напряженность физического труда нормируется согласно Р 2.2.2006-05 [33].

Проводимые мероприятия по улучшению условий труда: [33]

– внедрение профилактических мероприятий, способствующих снижению монотонности работы;

– разработка рациональных режимов труда и отдыха;

– механизация и автоматизация производственных процессов.

4. Повышенный уровень вибрации

Для санитарного нормирования и контроля используются средние квадратические значения виброускорения или виброскорости, а также их логарифмические уровни в децибелах. Для первой категории общей вибрации, по санитарным нормам скорректированное по частоте значение виброускорения составляет 62 дБ, а для виброскорости – 116дБ. Наиболее опасной для человека является вибрация с частотой 6-9 Гц.

Вибробезопасные условия труда должны быть обеспечены:

– применением вибробезопасного оборудования и инструмента; применением средств виброзащиты, снижающих воздействие на работающих вибрации на путях ее распространения от источника возбуждения;

– организационно-техническими мероприятиями (поддержание в условиях эксплуатации технического состояния машин и механизмов на уровне, предусмотренном НТД на них; введение режимов труда, регулирующих продолжительность воздействия вибрации на работающих; вывод работников из мест с превышением ДУ по вибрации). [38]

					Социальная ответственность	Лист
						80
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

5.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению (техника безопасности)

1. Электрический ток

Источником поражения электрическим током при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода могут являться плохо изолированные токопроводящие части, провода электросварки и других электрических оборудования или приборов. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках.

Электрический ток оказывает на человека термическое, электролитическое, биологическое воздействие [17].

Для предотвращения опасных ситуаций для жизни человека проводятся мероприятия по электробезопасности, которые включают в себя:

- все токоведущие части электрических устройств изолированы ($R_{из} \geq 0,5 \text{ МОм}$);
- по способу защиты человека от поражения электрическим током изделия средств автоматического управления соответствуют классам 1 и 2 и классу 3 по ГОСТ 12.2.007-03 [27];
- все потребители электроэнергии имеют заземление или зануление согласно ГОСТ 12.1.030-96 [28];
- все части устройств, находящиеся под напряжением размещены в корпусах, обеспечивающих защиту обслуживающего персонала;
- устройства снабжены световыми индикаторами включения питающей сети.

2. Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Основными источниками опасности при сварке, осуществляемой электрической дугой, являются: пламя дуги, искры раскаленного металла,

					Социальная ответственность	Лист
						81
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

недоиспользованные электроды; электрические дуги и искры, короткие замыкания и другие неисправности в электрооборудовании.

Электрическая дуга, искры, брызги металла, образующиеся в процессе сварки, представляют собой серьезную опасность открытым участкам кожи, глазам.

ГОСТ 12.1.038-82 [26] устанавливает предельно допустимые напряжения и токи, протекающие через тело человека при нормальном (неаварийном) режиме работы электроустановок постоянного и переменного тока частотой 50 и 400 Гц. Для переменного тока 50 Гц допустимое значение напряжения прикосновения составляет 2 В, а силы тока 0,3 мА, для тока частотой 400 Гц — соответственно 2 В и 0,4 мА; для постоянного тока 8В и 1,0 мА (эти данные приведены для продолжительности воздействия не более 10 мин в сутки) [26].

Для защиты следует использовать сварочные маски, термостойкие рукавицы и краги сварщика. А также рекомендуется применять ограждающие защитные экраны [22].

4. Пожаровзрывобезопасность

Пожарная безопасность строительного объекта обеспечивается [10]:

- системой предотвращения пожара;
- системой противопожарной защиты;
- организационно-техническими мероприятиями.

Предотвращение пожара достигается предотвращением образования горючей среды и (или) предотвращением образования в горючей среде источников зажигания.

Предотвращение образования горючей среды обеспечивается одним из следующих способов или их комбинаций:

- применение огнестойких и негорючих строительных конструкций, отделочных и теплоизоляционных веществ и материалов;
- изоляцией транспортируемого природного газа;

					Социальная ответственность	Лист
						82
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- контроль за утечками газа (периодические проверки и техническое обслуживание газопровода);
- максимальной автоматизацией технологического процесса по транспортировке газа;
- установкой пожароопасного оборудования (запорная арматура) на открытых площадках и легкодоступных местах;
- применением устройств защиты технологического оборудования (запорная арматура) от повреждений и аварий, установкой отключающих устройств.

Предотвращение образования в горючей среде источников зажигания достигается:

- применением технологического процесса и оборудования, удовлетворяющего требованиям электростатической искро безопасности согласно существующих норм;
- поддержанием температуры нагрева поверхности оборудования, устройств, веществ и материалов, которые могут войти в контакт с горючей средой, ниже предельно допустимой, составляющей 80 % наименьшей температуры самовоспламенения газа;
- выполнением действующих строительных норм, правил и стандартов.

Система противопожарной защиты предусмотрена [37]:

- устройствами, обеспечивающими ограничение распространения пожара (устройством аварийного отключения подачи газа);
- организацией с помощью технических средств, своевременного оповещения и эвакуации людей;

Организационно-технические мероприятия предусматривают:

- организацию технического обслуживания средств противопожарной защиты;
- обучение обслуживающего персонала линейной части газопровода мерам пожарной безопасности;

					Социальная ответственность	Лист
						83
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

разработку инструкций о соблюдении на охранной территории газопровода противопожарного режима, порядке действия обслуживающего персонала при возникновении пожара;

– отработку взаимодействия с подразделениями пожарной охраны при тушении пожаров.

– организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

По прибытии пожарной охраны к месту аварии руководитель работ по ликвидации аварии кратко информирует начальника пожарного подразделения:

– о пострадавших при аварии;

– о возможности взрыва, пожара, отравлений как последствиях аварии;

– о месте, размере и характере аварии и мерах, принятых по ее ликвидации;

– о необходимых действиях со стороны пожарной охраны по предупреждению пожара, взрыва и о действиях по ликвидации аварии.

Руководители организации должны знать и следовать Рекомендациям о порядке первоочередных действий дежурного персонала до прибытия основных сил и средств.

5.2 Экологическая безопасность

Для организации охраны окружающей среды от негативного воздействия при строительстве и капитальном ремонте подводного перехода первоочередной задачей является определение конкретных источников негативного воздействия на основные элементы окружающей природной среды рассматриваемой территории – на водные ресурсы, животный мир, земельные ресурсы.

В таблице 5.3 представлены источники негативного воздействия и природоохранные мероприятия.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5.3 – Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при выполнении работ по строительству и капитальном ремонте газопроводов через водные преграды

Природные ресурсы и компоненты ОС	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Вода и водные ресурсы	временное нарушение береговых склонов, русла, поймы и площади водоохранной зоны, пересекаемого водотока	По завершении строительных работ на площади водоохранных зон проектом предусматривается: – выполнить своевременную засыпку береговых траншей с превышением над естественным уровнем поверхности земли для восстановления рельефа после естественного режима поверхностного стока территории; – произвести уборку строительного мусора; провести работы по рекультивации земель. [15]
Животный мир	Влияние оказывается на зоопланктон, зообентос и ихтиофауну рассматриваемого района работ	Для уменьшения негативного влияния строительства на рыбные ресурсы выполнение работ предусматривается во внерестовый период; отвал грунта при разработке траншей осуществлять в приустьевую часть русла на минимально возможных глубинах; замык траншей выполнять с опусканием патрубка в траншею в начале замыка и поднимать над поверхностью засыпки не более 0,7 при восстановлении рельефа дна. [37]
Земля и земельные ресурсы	Разрушение грунтов	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ. Соблюдения нормативов отвода земель. Рекультивация земель.
	Загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и др.	Предусмотреть сбор отходов, места и условия их временного хранения, вывоз для утилизации, уничтожения, захоронения остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [36]
	Засорение почвы производственными отходами	Вывоз и захоронение производственных отходов согласно ФЗ от 24.06.1998 (ред. от 29.12.2015) [36]

5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Основные опасности при строительстве и капитальном ремонте газопроводов, которые могут привести к возникновению чрезвычайных ситуаций, связаны с авариями в виде пожара, взрыва или токсического выброса.

Прогнозирование и предупреждение последствий аварий на таких производствах связано, прежде всего, с прогнозированием и предупреждением действия поражающих факторов при реализации основных опасностей. При всем многообразии возможных сценариев аварий набор поражающих факторов ограничен. Это дает возможность описывать физические воздействия, приводящие к нанесению ущерба людям, материальным ценностям и окружающей среде, конечным числом параметров [16].

Основные поражающие факторы аварий представлены в таблице 5.4.

Таблица 5.4 - Основные поражающие факторы аварий на промышленно опасных объектах [16]

Разновидность аварии	Поражающие факторы	Параметры поражающего действия
Пожар, огненный шар	пламя; тепловое излучение	Определение полей поражающих факторов сводится к определению границ зоны пламени и определению текущих значений теплового потока в зависимости от удаления от внешней границы зоны пламени.
Взрывы (в т. ч. взрывы топливовоздушных смесей)	воздушные ударные волны; летающие обломки различного рода объектов технологического оборудования	Параметры поражающего действия воздушной ударной волны - избыточное давление во фронте волны и ее импульс в зависимости от расстояния от места взрыва. Параметры, определяющие поражающее действие осколков, - количество осколков, их кинетическая энергия, направление и расстояние разлета.
Токсический выброс	химическое заражение	Параметрами, характеризующими токсические нагрузки при токсическом выбросе, являются поля концентраций вредного вещества и времени действия поражающих концентраций.

Перечисленные поражающие факторы являются основными для рассматриваемых видов аварий. Однако следует учитывать, что при аварии действует несколько поражающих факторов. Так, при пожаре значительным может быть воздействие токсичных продуктов горения. При взрыве больших масс взрывчатых веществ могут иметь место значительные сейсмические последствия, приводящие к обрушению по этой причине. Поэтому при прогнозировании последствий аварий необходимо учитывать все возможные поражающие факторы и выделять основные из них только после анализа возможности их реализации.

Результатам негативного воздействия пожара и взрыва на организм человека являются ожоги различной степени тяжести, повреждения и возможен летальный исход.

С целью предотвращения чрезвычайных ситуаций, связанных с возникновением взрывов или пожаров необходимо применить следующие меры безопасности [21]:

- перед началом работ в ремонтном котловане переносным газоанализатором проверяется уровень загазованности воздушной среды, при этом содержание газов не должно превышать предельно-допустимой концентрации по санитарным нормам;
- работа разрешается только после устранения опасных условий, в процессе работы следует периодически контролировать загазованность, а в случае необходимости обеспечить принудительную вентиляцию;
- для обеспечения пожаро- и взрывобезопасности работники должны быть оснащены спецодеждой, спецобувью и другие средства индивидуальной защиты (очки, перчатки, каски и предусмотрены типовыми и отраслевыми нормами [21].

В зависимости от размера и расположения очага, в качестве средств пожаротушения применяются следующие средства:

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- огнетушители переносные, передвижные, стационарные углекислотные;
- пожарные рукава;
- пожарный инвентарь;
- установка пожаротушения.

5.4 Законодательное регулирование проектных решений

Производственный экологический контроль за выполнением экологических требований при строительстве подводных переходов осуществляется в соответствии со статьей 71 Закона Российской Федерации «Об охране окружающей природной среды» службой экологического контроля, создаваемой заказчиком сооружения магистрального газопровода. [35]

В задачу службы производственного экологического контроля входит проверка выполнения всех экологических требований и природоохранных мероприятий, предусмотренных Регламентом при строительстве переходов, особенно при производстве подводных земляных работ.

В своей деятельности служба производственного экологического контроля руководствуется:

- Законом РФ [35], РД 51-2-95 [32];
- Проектами организации строительства переходов и производства работ.

Затраты на содержание службы производственного экологического контроля предусматриваются в сметной документации строительства магистрального газопровода.

Порядок организации и проведения производственного экологического контроля при сооружении подводных переходов утверждает заказчик строительства магистрального газопровода.

Указания представителя службы производственного экологического контроля обязательны для руководителя строительства перехода, на котором

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

лежит персональная ответственность за выполнение природоохранных мероприятий.

Должностные лица службы производственного экологического контроля имеют право: [32]

- при сооружении переходов контролировать выполнение экологических требований данного Регламента, природоохранительного законодательства, а также природоохранных технических мероприятий, предусмотренных проектами переходов.

- требовать от руководителей строительства переходов устранения выявленных при сооружении подводных переходов нарушений экологических требований.

- информировать заказчика о необходимости приостановления работ на переходе и привлечения виновных к ответственности при грубых нарушениях экологических требований и невыполнении указаний службы производственного экологического контроля.

					Социальная ответственность	Лист
						89
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

1. Установлено, что существующие труды не приводят конкретной формулы для расчета продольного критического сжимающего усилия для определения общей устойчивости в продольном направлении подводного перехода трубопровода с учетом его возможного оголения и размыва. существующие способы обратной засыпки подводного газопровода не обеспечивают общей продольной устойчивости и устойчивости против всплытия, то есть газопровод может выйти из проектного положения за пределы допустимых значений. Также установлены направления обеспечения стабилизации проектного положения подводных переходов газопроводов исходя из условий их проектирования, сооружения и эксплуатации.

2. На основе анализа способов засыпки подводного трубопровода с учетом их несовершенств разработана рациональная схема засыпки уложенного в подводную траншею газопровода, позволяющая уменьшить проблему выхода газопровода из проектного положения.

3. Разработана методика расчета параметров предложенной схемы засыпки уложенного в подводную траншею газопровода, позволяющая обеспечить проектное положение газопровода с отклонением в пределах допустимого нормами значения.

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов				
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					
Разраб.		Працунто Д.З.			Заключение	Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.					90	119	
Консульт.						НИ ТПУ гр. 2БМ6А			
Рук-ль ООП		Бурков П.В.							

Список используемых источников

1. Адлер, Ю.П. Планирование эксперимента при поиске оптимальных условий / Ю.П. Адлер, Е.В. Маркова, Ю.В. Грановский. – М.: Наука, 1976. – 279 с.

2. Азметов, Х.А. и др. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов / Х.А. Азметов, И.А. Матлашов, А.Г. Гумеров. – М.: Недра, 2005. – 248 с.

3. Азметов, Х.А. Определение продольных усилий в подземном действующем трубопроводе в условиях его продольно-поперечного изгиба/ Х.А. Азметов, З.Х. Павлова // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – Уфа, 2014. – Вып.1 (95). – С. 30–36.

4. Азметов, Х.А. Прочность и устойчивость подземных трубопроводов на переходах через естественные и искусственные препятствия: монография / Х.А. Азметов, Ю.В. Дудников, З.Х. Павлова. – Уфа: изд-во УГНТУ, 2016. – 281 с.

5. Азметов, Х.А. Экспериментальные исследования прочности и устойчивости поворотов в вертикальной плоскости подземных трубопроводов / Х.А. Азметов // Сб. научн. тр. «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов». -Уфа: ВНИИСПТнефть. – 1976. – № 14. – С. 168–172.

6. Азметов, Х.А., Исследование устойчивости подземного трубопровода в условиях сложной трассы / Х.А. Азметов, В.М.Богорад // Сб. научн. тр. «Трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов». Уфа: ВНИИСПТнефть. –1976. – №14. –С. 157–162.

7. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных и промысловых трубопроводов на прочность и устойчивость. Справочное пособие / А.Б. Айнбиндер. – М.: Недра, 1991. - 287 с.

					Стабилизация проектного положения подводных переходов газопроводов		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Працунто Д.З.			Список используемых источников	Лит.	Лист
Руковод.		Бурков П.В.					Листов
Консульт.							91
Рук-ль ООП		Бурков П.В.					119
						НИ ТПУ гр. 2БМ6А	

8. Айнбиндер, А. Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А. Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн.- М.: Недра, 1982. – 340 с.

9. Ашихмина, Т.В. Методы математической статистики обработки результатов выпускной квалификационной работы: учебно-методическое пособие. / Т.В. Ашихмина, Н.А. Бушмелева, З.В. Шилова. – Киров: Изд-во ВятГГУ, 2014. – 113 с.

10. Бабин, Л.А. Расчеты прочности и устойчивости трубопроводов. Раздаточный материал / Л.А. Бабин, П.Н. Григоренко. – Уфа: Изд-во УНИ, 1991. – 77 с.

11. Бахтизин, Р.Н. Моделирование напряженно-деформированного состояния подземного участка трубопровода, составленного из кривой вогнутой или выпуклой вставки криволинейным полым стержнем в упругой среде/ Р.Н. Бахтизин, Р.Б. Масалимов, Р.М. Зарипов, Е.Н. Шварева // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №6.

12. Беляев, Н.М. Сопротивление материалов. / Н.М. Беляев // Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», 1976 г.

13. Березин, В.Л. Вопросы проектирования, монтажа и укладки подводных трубопроводов / В.Л. Березин, П.П. Бородавкин, И.Я. Захаров [и др.] – М.: ВНИИОЭНГ, 1974. – 74 с.

14. Березин, В.Л. Выбор конструкции поворотных участков подземных трубопроводов / В.Л. Березин, Э.М. Ясин, Х.А. Азметов // Строительство трубопроводов. – М.: Недра, – 1976. – №3. – С. 17-19.

15. Бородавкин, П. П. Механика грунтов: Учебник для вузов / П.П. Бородавкин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 349 с.

16. Бородавкин, П. П. Подземные магистральные трубопроводы / П.П. Бородавкин. – М.: ООО «Издательство «Энерджи Пресс», 2011. – 480 с.

17. Бородавкин, П.П. Вопросы проектирования и эксплуатации подводных переходов нефте- и продуктопроводов / П.П. Бородавкин, О.Б. Шадрин, Д.А. Черняев. – М., 1966. – 92 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

18. Бородавкин, П.П. К вопросу о стабилизации положения подводных трубопроводов для транспорта нефти и газа / П.П. Бородавкин // Бурение и нефть. – 2008. – №7-8. – С. 10–12.

19. Бородавкин, П.П. Механика грунтов в трубопроводном строительстве / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1976. – 224 с.

20. Бородавкин, П.П. Модель системы труба-грунт для определения продольных перемещений трубопровода / П.П. Бородавкин, М.Ш. Хигер // Строительство трубопроводов. – 1977. – №5. – С. 24–25.

21. Бородавкин, П.П. Подводные трубопроводы / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин, О.Б. Шадрин. – М.: Недра, 1979. – 415 с.

22. Бородавкин, П.П. Подземные магистральные трубопроводы (проектирование и строительство) / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1982. – 384 с.

23. Бородавкин, П.П. Подземные трубопроводы / П.П. Бородавкин. – М.: Недра, 1973. – 304 с.

24. Бородавкин, П.П. Прочность магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, А.М. Синюков. – М.: Недра, 1984. – 245 с.

25. Бородавкин, П.П. Расчет устойчивости подземных трубопроводов / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, В.С. Яблонский // Строительство трубопроводов. – 1963. – №5. – С. 21–24.

26. Бородавкин, П.П. Сооружение магистральных трубопроводов / П.П. Бородавкин, В.Л. Березин. – М.: Недра, 1977. – 407 с.

27. Бородавкин, П.П. Трубопроводы в сложных условиях / П.П. Бородавкин, В.Д. Таран. – М.: Недра, 1968. – 304 с.

28. Бородавкин, П.П. Влияние ползучести нефтегазопроводов / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, П.Н. Григоренко // РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». М.: ВНИИОЭНГ – 1971. – № 2. – С. 7–9.

29. Бородавкин, П.П. Определение продольного перемещения подземного трубопровода / П.П. Бородавкин, О.Б. Шадрин // Строительство трубопроводов. – 1965. – №5. – С. 11–13.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		93

30. Бородавкин, П.П. Определение устойчивости подземного трубопровода при начальном искривлении его оси / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, В.С. Яблонский // Строительство трубопроводов. – 1964. – № 11. – С. 15–16.

31. Бородавкин, П.П. Расчет напряженного состояния подземных трубопроводов с учетом реологических свойств грунта / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков, П.Н. Григоренко // РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». М.: ВНИИОЭНГ – 1971. – № 1. – С. 21–23.

32. Бородавкин, П.П. Экспериментальное определение расчетных характеристик грунта при продольных перемещениях трубопроводов / П.П. Бородавкин, Л.И. Быков // РНТС «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов». М.: ВНИИОЭНГ – 1967. – № 12. – С. 7–12.

33. Быков, Л.И. Оценка напряженно-деформированного состояния сложных участков трубопроводов / Л.И. Быков, В.Ю. Шувалов // Сб. научн. тр. – Уфа, 2001. – С. 309–312.

34. Быков, Л.И. Расчетные зависимости для определения силового воздействия грунта при поперечных перемещениях трубопроводов / Л.И. Быков, П.Н. Григоренко // НТС «Проектирование, строительство и эксплуатация магистральных газонефтепроводов и нефтебаз». – 1969. – Вып. 3. – С. 16–18.

35. Быков, Л.И. Типовые расчеты при проектировании, строительстве и ремонте газонефтепроводов: учеб. пособие / Л.И. Быков, Ф.М. Мустафин, С.К. Рафиков, А.М. Нечваль, И.Ш. Гамбург. – СПб.: Недра, 2011. – 748 с.

36. Быков, Л.И. Разработка теории и практических методов стабилизации положения нефтегазопроводов / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – М.: МИНХ и ГП им. И.М. Губкина, 1981. – 261 с.

37. Вагнер, В.В. Механизм формирования арочного выброса подземного трубопровода в период паводковых явлений / В.В. Вагнер, А.И. Горковенко // Горные ведомости. – 2008. – №8. – С. 72–75.

					Список используемых источников	Лист
						94
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

38. Вагнер, В.В. Распределение стрелы прогиба арочного выброса по длине подземного газопровода / В.В. Вагнер, С.Я. Кушнир, С.А. Пульников // Известия вузов «Нефть и газ». Тюмень: ТюмГНГУ. – 2008. – № 4. – С. 101–104.

39. Варшицкий, В.М. Совершенствование методологии расчетов нефтегазопроводов на продольную устойчивость // Журнал «Нефть, газ, строительство». – 2000. – № 9. – С. 9–22.

40. Васильев, Г.Г. Определение параметров оборудования трубоукладочного судна по критерию устойчивости проектного положения А.П. Свечкопалов морского трубопровода / Г.Г. Васильев, промышленность. – 2010 г. – № 6. – С. 64-67.

41. Васильев, Г.Г. Практические аспекты повышения надежности подводных переходов магистральных трубопроводов / Г.Г. Васильев, Ю.А. Горяинов, В.К. Иванец, И.Л. Садова // Промышленный сервис. – 2012 г. – № 2. – С. 21-23.

42. ВСН 010-88. Строительство магистральных трубопроводов. Подводные переходы. – М., 1990. – 103 с.

43. Горковенко, А.И. Высотное положение вертикальной арки, находящейся под воздействием гидростатических сил выталкивания / А.И. Горковенко // Известия вузов «Нефть и газ». Тюмень: ТюмГНГУ. – 2006. – № 2. – С. 55–58.

44. Горковенко, А.И. Динамика продольных перемещений газопровода в область аркообразования / А.И. Горковенко // Известия вузов «Нефть и газ». Тюмень: ТюмГНГУ – 2006. – №4. – С. 96–100.

45. Горковенко, А.И. Динамика роста арок с одной или двумя полуволнами / А.И. Горковенко // Известия вузов «Нефть и газ». Тюмень: ТюмГНГУ – 2006. – №3. – С. 67–71.

46. ГОСТ 24950-81. Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия. Утвержден: Госстрой России, 31.08.1981. – 16 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		95

47. Гумеров, А.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов / А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров, М.Г. Векштейн. – М.: Недра, 1998. – 272 с.

48. Гумеров, А.Г. Безопасность длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов / А.Г. Гумеров, Р.С. Гумеров, К.М. Гумеров. – М.: ООО «Недра- Бизнесцентр», 2003. – 310 с.

49. Гумеров, А.Г. Техническая эксплуатация подводных переходов трубопроводов / А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов, Р.С. Гумеров. – М.: Недра, 2003. – 346 с.

50. Гумеров, К.М. К оценке продольной устойчивости магистрального трубопровода / К.М. Гумеров, С.А. Сильверстов // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. – № 1 (107). – С. 60-68.

51. Димов, Л. А. Магистральные трубопроводы в условиях болот и обводненной местности / Л.А. Димов, Е.М. Богушевская. – М.: Издательство «Горная книга», Издательство Московского государственного горного университета, 2010. – 392 с.

52. Дудников, Ю.В. Научные основы проектирования и обеспечения безопасности сложных участков линейной части магистральных нефтепроводов / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. – Уфа, 2012. – 366 с.

53. Дудников, Ю.В. Прочность подземных трубопроводов на участках действия наземных нагрузок / Ю.В. Дудников, А.Г. Гумеров, Х.А. Азметов. – СПб.: ООО «Недра», 2008. – 208 с.

54. Зайдель, А.Н. Погрешности измерений физических величин / А.Н. Зайдель. — Л.: Наука, 1985. – 112 с.

55. Иванцов, О.М. Надежность магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов, В.И. Харитонов. – М.: Недра, 1989. – 166 с.

56. Иванцов, О.М. Предложения по повышению продольной устойчивости

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

магистральных трубопроводов / О.М. Иванцов // Строительство трубопроводов. –1983.– №9.– С. 27–29.

57. Идрисов, Р. Х. Обеспечение надежности и безопасности подводных переходов магистральных нефтепроводов / Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. - Уфа: ГУП «Институт проблем транспорта энергоресурсов», 2002. - 42 с.

58. Инструкция по обеспечению устойчивости сложных участков магистральных газопроводов закрепленными грунтами. Мингазпром СССР, 1981. – 35 с.

59. Исламгалеева, Л. Ф. Влияние степени обводнения грунта прилегающих подземных участков на напряженно-деформированное состояние подводного газопровода / Л.Ф. Исламгалеева, Р.М. Зарипов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011.– №6.

60. Исламгалеева, Л.Ф. Напряженно-деформированное состояние подводных переходов магистральных газопроводов с учетом изменения степени водонасыщенности грунта на прилегающих подземных участках / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Уфа, 2013. – 179 с.

61. Камерштейн, А.Г. О продольных перемещениях подземных трубопроводов / А.Г. Камерштейн // Проектирование и строительство трубопроводов и газопромысловых сооружений. – Реф. сб. ВНИИСТ– 1975. – №5. – С. 41–50.

62. Клементьев, А.Ф. Устойчивость магистральных трубопроводов в сложных условиях / А.Ф. Клементьев. –М.: Недра, 1985. – 112 с.

63. Коробков, Г. Е. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов и резервуаров в осложненных условиях эксплуатации / Г.Е. Коробков, Р.М. Зарипов, И.А. Шаммазов. – СПб.: Недра, 2009.– 410 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		97

64. Куценко, К.В. Диагностика и расчет устойчивости трубопровода на участке подводного перехода / К.В. Куценко, Ф.М. Мустафин // Журнал «Газовая промышленность» – 2013. – №700. – С. 41–43.

65. Лаптева, Т.И. Сравнительный анализ методов оценки устойчивости морских и сухопутных трубопроводов / Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров // Газовая промышленность. – 2009 г. – № 4. – С. 37-40.

66. Лаптева, Т.И. Устойчивость морских трубопроводов, находящихся в донных грунтах, подверженных явлению разжижения // Т.И. Лаптева, М.Н. Мансуров, Д.Х. Чумарин, Л.А. Копаева // Газовая промышленность. – 2011 г. – № 13. – С. 98-101.

67. Лисанов, М.В. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта/ М.В. Лисанов, А.В. Савина, Д.В. Дегтярев, Е.А. Самусева // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 7. – С. 16–22.

68. Лисин, Ю.В. Обеспечение надежности трубопроводов / Ю.В. Лисин // Трубопроводный транспорт нефти. – 2007. – № 7. – С. 15–18.

69. Литвин, И. Е. Обеспечение работоспособности трубопроводов, эксплуатируемых в водных средах / Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. - М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. - 250 с.

70. Мансуров, М.Н. Влияние донных наносов и дампинга грунта на устойчивость морских подводных трубопроводов // М.Н. Мансуров, Т.И. Лаптева, Л.А. Копаева // Научно-технический сборник «Вести газовой науки». – 2013 г. – № 3 (14). – С. 119-124.

71. Мансуров, М.Н. Методы расчета морских трубопроводов на прочность и устойчивость / М.Н. Мансуров, В.П. Черний // Газовая промышленность. – 2005 г. – № 2. – С. 47-51.

72. Мансуров, М.Н. Эксплуатационная надежность морских трубопроводов: учет влияния взвешенных частиц диспергированного

придонного грунта / М.Н. Мансуров, Т.И. Лаптева // Газовая промышленность. – 2014 г. – № 8 (710). – С. 38-43.

73. Методика расчета на устойчивость криволинейных участков подземных трубопроводов. Руководящий документ / Гумеров А.Г., Ращепкин К.Е., Азметов Х.А., Тимербаев Н.Ш., Ясин Э.М Уфа: ВНИИСПТнефть, 1976. – 44с.

74. Методические рекомендации по исследованию строительных конструкций с применением математического и физического моделирования. – Киев: НИИСК Госстрой СССР 1987. – 102 с.

75. Мухачев, В.А. Планирование и обработка результатов эксперимента: Учебное пособие / В.А. Мухачев. — Томск: Томский государственный университет систем управления и радиоэлектроники, 2007. — 118 с.

76. Питлюк, Д.А. Испытание строительных конструкций на моделях / Д.А. Питлюк. – Л.: Стройиздат, 1971. – 160 с.

78. Повышение надежности и безопасности магистральных газопроводов. Материалы совещания главных инженеров газотранспортных и газодобывающих обществ ОАО «Газпром» (Москва, март 2004 г.) – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – С. 72-78.

79. Пособие по выбору основных параметров, определяющих конструктивное решение подземных трубопроводов. Комплекс программ для ЭВМ ЕС (к СНиП 2.05.06-85 Магистральные трубопроводы) / Айнбиндер А. Б., Черний В. П., Никитин А. А. и др. - М.: ВНИИСТ, 1988. – 64 с.

80. Ращепкин, К.Е. Исследование продольно-поперечного изгиба магистрального трубопровода / К.Е. Ращепкин // Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов. – Труды ВНИИСПТНефть. Уфа: ВНИИСПТНефть. – 1969. – №6

81. РД 75.200.00-КТН-404-09. Нормы проектирования переходов магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов через водные преграды. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 140 с.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		99

82. Рекомендации по оценке несущей способности участков газопроводов в непроектном положении. – М.: ВНИИгаз, 1986. – 43 с.

83. Саксаганский, А.И. К вопросу о целесообразности укладки подводных переходов по кривой свободного упругого изгиба / А.И. Саксаганский, Б.С. Ланге, Г.Г. Васильев // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2014 г. – № 1 (13). – С. 29-31.

84. СП 108-34-97. Сооружение подводных переходов. –М.: РАО «Газпром», 1998. – 47с.

85. Актуализированная СП 20.13330.2011. Нагрузки и воздействия. редакция СНиП 2.01.07-85*. – М.: ОАО «ЦПП», 2011. – 92 с.

86. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*. Введен 01.01.2013. – Минрегион России, 2013. – 99 с.

87. СП 50-101-2004. Проектирование и устройство оснований и фундаментов зданий и сооружений. - М., 2005. - 155 с.

88. СП 86.13330.2014. Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП III-42-80*. Введен 01.06.2014. – Минстрой России, 2014. – 223 с.

89. Стадникова, М.А. Оценка вероятности (частоты) утечки нефти на участках подводных переходов магистральных нефтепроводов / М.А. Стадникова // Тр. Рос. гос. ун-та нефти и газа И.М. Губкина. – 2010. – № 2. – С. 132–138.

90. Стояков, В.М. Оценка продольных усилий на участках газопроводов в виде арок с учетом ползучести грунта/ В.М. Стояков, Г.Н. Тимербулатов // Экспресс-информ. Сер. «Линейное трубопроводное строительство». – 1987. – №5. – С. 22–26.

91. Стратегия роста. О задачах и планах развития Компании и ее роли в экономике нашей страны: Беседа с президентом ОАО «АК «Транснефть»

					Список используемых источников	Лист
						100
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Николаем Токаревым // Трубопроводный транспорт нефти. – 2012. – № 1-2. – С. 4-9.

92. Сысоев Ю.С. Устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы: Дис. ... канд. техн. наук. Тюмень. 2012. – 168 с.

93. Сысоев, Ю.С. Анализ пространственных перемещений магистральных газопроводов с определением граничных зон / Ю.С. Сысоев, С.Я. Кушнир, М.Ю. Карнаухов, С.А. Пульников // Известия вузов «Нефть и газ». – 2011г. – № 5. – С. 71–75.

94. Сысоев, Ю.С. Пространственная устойчивость подземного магистрального газопровода на обводненных участках трассы. / Ю.С. Сысоев, С.Я. Кушнир, С.А. Пульников // Известия вузов «Нефть и газ». – 2012г. – № 1. – С. 72–76.

95. Тимербулатов, Г. Н. Оценка напряженно-деформированного состояния газопроводов при их ремонте в заболоченной местности / Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Уфа: УНИ, 1989. – 19 с.

96. Филатов, А. А. Механические напряжения и перемещения трубопровода на участках речных подводных переходов МГ / А.А. Филатов // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 9. – С. 56 – 60.

97. Филатов, А.А. Расчётно-экспериментальные исследования напряжённо-деформированного состояния подводных переходов магистральных газопроводов / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – Москва, 2013. – 115 с.

98. Филоненко-Бородич, М.М. Курс сопротивления материалов / М.М. Филоненко-Бородич, С.М. Изюмов, Б.А. Олисов [и др.]. – М.: Государственное издательство технико-теоретической литературы, часть II, 1956. – 540 с.

99. Харионовский, В. В. Анализ технического состояния газопроводов на участке Ямбург-Ныда/ В.В. Харионовский, Д.И. Ремизов, О.Н. Попов // Газовая промышленность. – 2006. – №1. – С. 34–38.

					Список используемых источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		101

100. Харионовский, В. В. Исследование устойчивости подводных переходов газопроводов, имеющих размывы участки/ В.В. Харионовский, Ю.А. Окопный, В.П. Радин // Проблемы надежности газопроводных конструкций. – М.: ВНИИгаз, 1991. –С. 94–99.

101. Харионовский, В. В. Повышение прочности газопроводов в сложных условиях / В.В. Харионовский. – Л.: Недра, 1990. – 179 с.

102. Харионовский, В.В. Несущая способность участков газопроводов в непроектном положении / В.В. Харионовский, И.Н. Курганова, Б.А. Клюк // Газовая промышленность. – 1987. – №6. – С. 32–35.

103. Шаммазов, А. М. Расчет и обеспечение прочности трубопроводов в сложных инженерно-геологических условиях. Том 1. Численное моделирование напряженно-деформированного состояния и устойчивости трубопроводов / А.М. Шаммазов, Р.М. Зарипов, В.А. Чичелов, Г.Е. Коробков. – М.: Интер, 2005. – 706 с.

104. Шаповалов, Л.А. Моделирование в задачах механики элементов конструкций / Л.А. Шаповалов. – М.: Машиностроение, 1990. – 288 с.

105. Шарыгин, В. М. Разработка методов повышения устойчивости северных газопроводов / Автореферат диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук. - М.: ВНИИГАЗ, 2006. - 41 с.

106. Ясин, Э.М. Устойчивость подземных трубопроводов / Э.М. Ясин, В.И. Черников. – М.: Недра, 1968. – 120 с.

107. Ясин, Э.М. Изгиб и устойчивость трубопроводов в вертикальной плоскости / Э.М. Ясин // Строительство трубопроводов. – 1973. – № 2. – С. 20–22.

108. Elling R.E. The influence of interface friction and tensile debonding on stresses in buried cylinders // Transport Res. Ree. 1985. N 1008. P. 72 - 80.

109. Hurst W.W., Bellamy L.J., Geber J.A., Astley J.A. Анализ причин аварий на трубопроводах. - J. Hazardous Mater 26. 1991. - №2.

110. Kharionovsky V.V. Engineering approaches to the problem of underwater gas-pipeline stability // Offshore South East Asia 9th Conference and Exhibition (Preprints). 1992. P. 397 - 404.

111. Trautman C.H., O'Rourke T.D. Lateral force-displacement of buried pipe // Geotechn. Eng. J. 1985. III. N 9. P. 1077 - 1092.

112. Trautman C.H., O'Rourke T.O. Uplift force-displacement response of buried pipe // Geotechn. Eng. J. 1985. III. N 9. P. 1061 - 1076.

113. Webb B.C. Here's an update on pipeline anchoring // Oil and Gas Journal, vol. 81. 1983. N 20. P. 79-83.

					Список используемых источников	Лист
						103
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Приложение А (справочное)

Таблица А.1 – Классификация способов обеспечения стабилизации положения ППМГ

Возможные причины потери стабилизации положения ППМГ						
Размыв грунта засыпки	Значительное обводнение грунта	Меандрир.	Неполные или ошибочные исходные изыскания	Брак строительно- монтажных работ, изменения проектных решений во время строительно- монтажных работ	Отсутствие в НТД расчетов наиболее опасных участков ППМГ (размытых/оголенных) на общую устойчивость в продольном направлении	Выход МГ из проектного положения за границы допустимых значений во время строительно- монтажных работ
Каменная наброска, подсадка газопровода	Учет обводнения в период проектирования и принятие в расчетах уд. веса грунта в обводненном состоянии, дополнительная пригрузка	Прогноз изменения русла рек	Ужесточение контроля качества изысканий	Ужесточение строительного контроля	Совершенствование методик расчета ППМГ и дальнейшее введение из в практику проектирования	Увеличение выталкивающей силы за счет образования разжиженного грунта
					Получение аналитической зависимости для нахождения продольного критического сжимающего усилия на участках ППМГ с учетом уменьшения толщины грунтовой засыпки	Совершенствование технологии строительства
						Разработка рациональной схемы и параметров засыпки уложенного в подводную траншею газопровода
Способы обеспечения стабилизации положения ППМГ						

Приложение Б (справочное)

Таблица Б.1 – Калькуляция заработной платы

Показатель	Трубопр. линейный	Машинист- экскаваторщик	Машинист- крановщик	Машинист устан. «ЛП-152»	Мастер	Машинист- трубоукл.	Машинист землесосной установки	Начальник	Электро- газосварщик
Часовая тарифная ставка	47,7	41,9	47,5	45	63	47,6	46	70	39
Районный к-т, руб.	76,32	67,04	76	62,4	100,8	76,16	73,6	112	62,4
Северная надбавка, руб.	71,55	62,85	71,25	58,5	94,5	71,4	69	105	58,5
Доплата за вредность, руб.	53,424	46,928	53,2	43,68	70,56	53,312	51,52	78,4	43,68
Итого,руб. /час	248,994	218,718	247,95	234,9	328,86	248,472	240,12	365,4	203,58
Время работы	980	735	735	450	1300	1300	735	1300	1000
Итого, руб. за работу 1-го работника	244014,1	160757,7	182243,3	105705	427518	323013,6	176488,2	475020	203580
Количество работников	5	4	3	1	1	7	1	1	3
Итого, руб.	1220071	643030,9	546729,8	105705	427518	2261095	176488,2	475020	610740
Общая сумма ЗП	6466398								

Таблица Б.2 – Калькуляция страховых взносов

Показатель	Трубопр. линейный	Машинист- экскаватор щик	Машинист- крановщик	Машинист устан. «ЛП- 152»	Мастер	Машинист- трубоукл.	Машинист землесосной установки	Начальник	Электро- газосварщик
Количество работников	5	4	3	1	1	7	1	1	3
ЗП, руб.	1220071	643030,9	546729,8	105705	427518	2261095	176488,2	475020	610740
ФСС (2,9%)	35382,059	18647,89	15855,16	3065,4	12398	65571,75	5118,158	13775,58	17711,46
ФОМС (5,1%)	62223,621	32794,57	27883,22	5390,9	21803,4	115315,84	9000,898	24226,02	31147,74
ПФР (22%)	268415,62	141466,7	120280,6	23255,1	94053,96	497440,9	38827,4	104504,4	134362,8
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,2)	244014,2	128606,18	109346	21141	855503,6	452219	35297,64	95004	122148
Всего, руб.	610035,5	321515,45	273364,9	52852,5	213759	1130547,5	88244,1	237510	305370
Общая сумма, руб.	3233199								

Приложение В (справочное)

Раздел (2.2)

Possible cases of loss of general stability in the longitudinal direction of underwater transitions of gas pipelines

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ6А	Працуто Дмитрий Зенонович		

Консультант отделения НД:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОНД ИШПР	Бурков П.В.	д.т.н., профессор		

Консультант – лингвист отделения ИЯ:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОИЯ ШБИП	Коротченко Т.В.	к.ф.н., доцент		

2.2 Possible cases of loss of general stability in the longitudinal direction of underwater passages of gas and oil pipelines

The problem of maintaining the design position of underwater oil and gas pipeline crossings is significant and relevant today.

A significant difference in solving the problems of ensuring a stable position of underwater oil pipelines and gas pipelines is the difference in the weight of oil and gas. Since oil is heavier than gas, the problem of ensuring the stability of gas pipelines is more complex than oil pipelines.

It should also be noted that a significant difference between the underwater pipeline and the pipeline laid on the watered area is the impact of the liquid column on the underwater pipeline. It is possible to flatten the pipes under the influence of the water column pressure. To eliminate this phenomenon, an increased thickness of the pipe walls is adopted. In some known sources, including in the works of P.P. Borodavkina [17], H.A. Azmitov [4], calculated formulas for determining the external pressure at which flattening can occur. This fact must be taken into account when calculating underwater pipelines for stability of position.

The high temperature drop that occurs during the transportation of gas can lead to significant compressive axial forces, which in turn lead to loss of stability of the gas pipelines with the formation of arches (arched ejection). A lot of work has been devoted to the arched formation, including [37, 38, 43-45, 98-100].

In [45], dynamics of the growth of arches with one and two half-waves on the main gas pipelines of Western Siberia was considered, for which the presence of watered and swamped areas of great extent is characteristic. Several stages of growth of arches with the specified configuration are considered. Thus, in the first stage of growth, the longitudinal force is constant, while in the second stage the dependence of this force on the movement of the pipeline to the arched zone is used. The energy method allows us to find expressions for the bending arrow f_k in both cases. The parameter included in the expression for f_k , which is most undefined, is the length of the arch formation section $2L_0$. It is determined by the results of field

observations. As a result of studies carried out on 66 - 79 km of the main gas pipeline "Urengoy - Surgut - Chelyabinsk", it was established that the average length of $2L_0$ for arches with one half-wave length is 260 m.

In paper [43], the equation of the elastic line of the pipeline arch on watered areas is considered, taking into account the effect of weight and ejection forces, on the basis of the approximate dependence of the resultant linear force on the transverse displacement of a single section of the pipe. For the altitude of the arch found, additional extreme longitudinal stresses are calculated in the corresponding sections, which require appropriate measures to eliminate the arch.

In work [38], the distribution of the arch arch deflection along the length of the underground gas pipeline in the watered area is considered in case of intensive flood phenomena. The method proposed by the authors for calculating the arc ejection does not require knowledge of the shape of the initial curvature on the arc formation site. As a result of the calculation, the authors obtained the following dependencies of compressive longitudinal force and deflection from the position of the center of the arch: the maximum longitudinal compressive force of 1.4 MN arises at a distance of 10 m from the center of the arch. At the same time, the sag boom is 2.1 m for the arc-forming section 300 m long and 1.1 m for the arc-forming section 150 m long.

The arch works like a natural compensator and completely removes the longitudinal stresses, translating them into bending ones.

The paper [44] considers the dynamics of longitudinal displacements of the gas pipeline to the arched zone. The authors give a procedure for calculating longitudinal displacements in the arched zone at the beginning and at the end, assuming an elastic regime of soil resistance to shear. The final value of the arrows depends on a number of factors, among which a significant role belongs to additional longitudinal movements of the pipeline to the arched zone.

In work [37] the mechanism of formation of the arch caused by the erosion of the backfill soil during the flood phenomena is considered. At the first stage of the research, the authors determined the longitudinal movement of the pipeline into the

arched zone, the second one obtained an expression for the elastic line of the pipeline (arch configuration). All calculations were carried out taking into account the position of the gas pipeline, dividing it into 3 parts: the adjoining section, the arched zone, and also the section whose deflection bore reached the surface above the flood waters. The study of arch transformation after the descent of flood waters requires additional studies.

Of greatest interest is the paper [99], in which the spatial displacements of the main gas pipeline are analyzed with the identification of boundary zones. Based on the experimental data obtained during the processing of about eighty areas in the non-projected position, the authors attempted to determine the boundary zones. In the study, arch-formations with one half-wave were considered - the most common, which have a length of 50 - 250 m, having a flexure arrow of not more than 5 m from the design marks.

In order to most accurately determine the geometric parameters of the bending line of each arch, the authors proposed to describe the geometry of bell-shaped functions, since they will most accurately determine the geometry of the arch formation in comparison with the sinusoidal function that was used earlier. After processing the data with these functions, it was found that there is a graphical relationship between the parameters of the exposed section (the ratio of the deflection bend to the length of the bare section) and the extension of the gas pipeline with the temperature expansion of the pipe metal. Compensation of longitudinal forces that arise in the pipeline as a result of elongation, with arched formations, can occur both in the areas of altitude change and in the areas that are adjacent to them. In order to determine the total length of the pipeline involved in the process of arcing and boundary zones, a technique is required that will allow taking into account soil properties, operating conditions and climatic conditions.

The functions proposed by the authors, having a collinear form, can describe the lines of bending of pipelines with arcing accurately, in particular the "folded" sections that adjoin it.

In order to determine the lengthening ΔL , it is necessary in each case to separately determine all the necessary coefficients that are included in the function: to solve the problem, the authors developed a computer program that allows computations based on data on arches that exist.

The approach proposed by the authors makes it possible to describe with sufficient accuracy the character of the spatial position of the arches. To determine elongation, it is necessary and sufficient that f , L , and then, by their dimensionless combination, an elongation is calculated.

Bared and sagging sections of underwater pipeline crossings can also lose overall stability in the longitudinal direction, in addition to losing stability against ascent.

Consider the example of the main gas pipelines Nadym-Punga I and Nadym-Punga II. Bared and sagging sections of gas pipelines as of 06.08.2001 in the lower corridor of the underwater crossing near the village. Over-the-counter is depicted in Figure 2.1.

In conditions of transitions through the river. The individual intervals of the main gas pipelines are located in the body of the shifting sand shafts, as a result of which they periodically expose themselves with the formation of dangerous sags. There have been cases when a gas pipeline buried for 3-4 months during 1.5-2 months during the flood period was bare with a sagging of a critical length of up to 90 m (Figure 2.2). When assessing the technological state of river transitions of main gas pipelines under conditions of active lithodynamic processes, it is not the absolute value of the penetration of the pipes that is important, but their position relative to the sole of the moving sediments.

Deformations of the river bottom between two corridors of the underwater crossing of the MG near the village. Overgrave for the period from 2000 to 2004 are depicted in Figure 2.3.

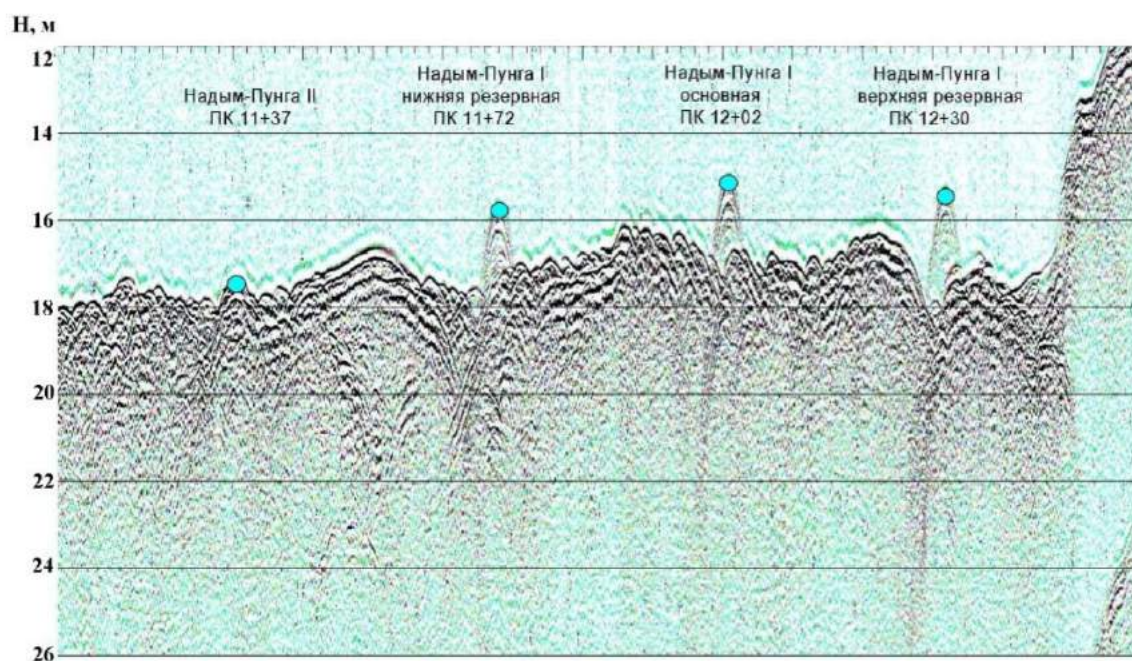


Figure 2.1 - Display of stripped and sagging gas pipelines at the seismo-acoustic depth cut in the middle part of the riverbed. Ob

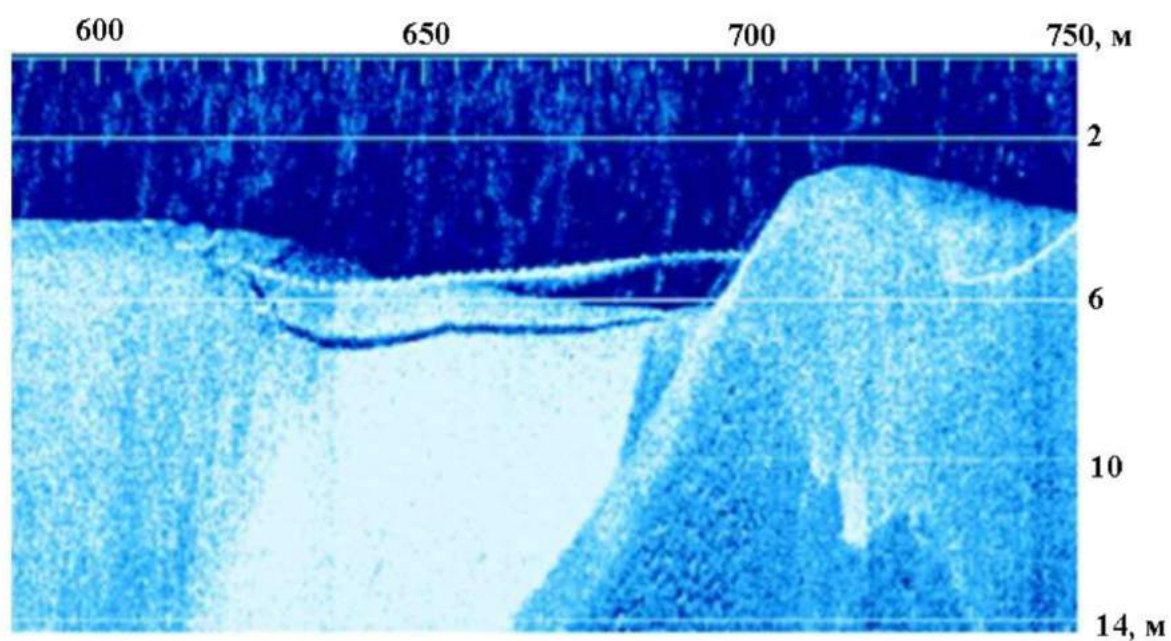


Figure 2.2 - Display of the 90 m long sagging section of the pipeline on the sonogram of the lateral sonar survey

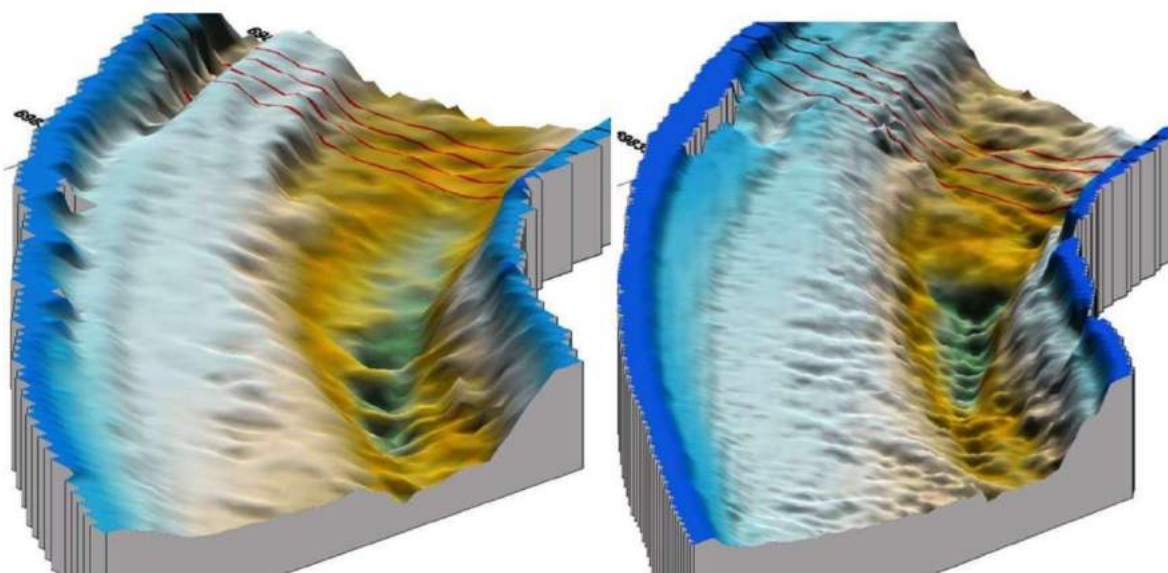


Figure 2.3 - Deformations of the river bottom between two corridors of the underwater crossing of the MG near the village. Over-the-counter for the period from 2000 (left) to 2004 (right)

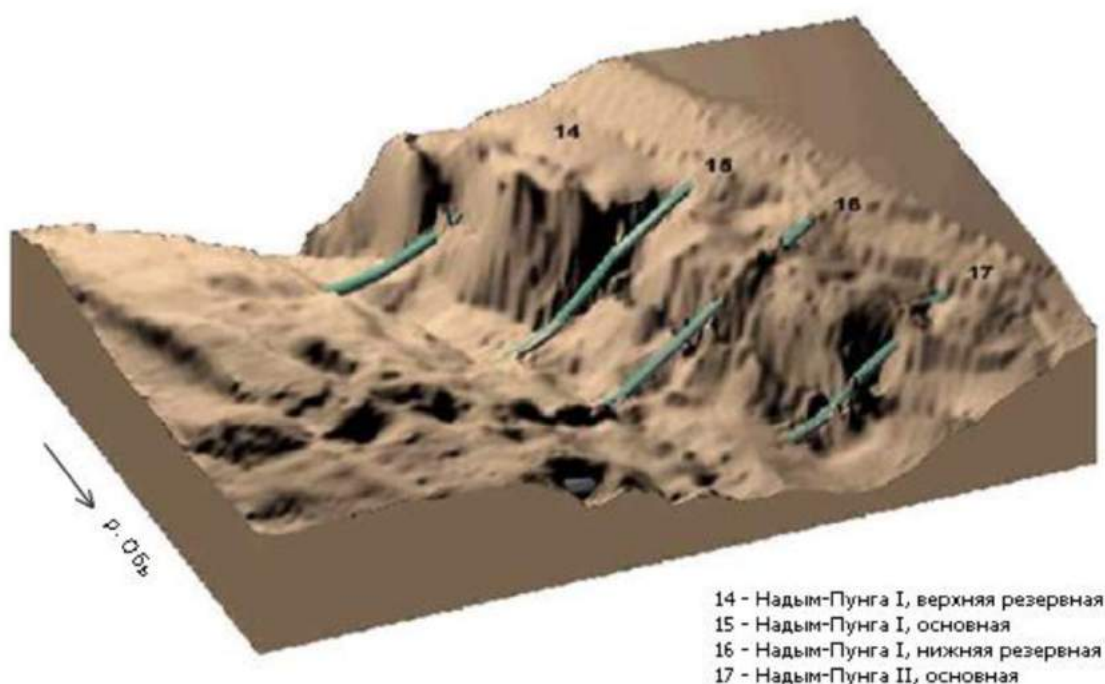


Figure 2.4 - Block diagram of the bottom relief in the right-bank part of the underwater passage of the main gas pipelines across the river. Ob at the village.

Overheated

The elimination of bare and sagging areas by preventing and slowing down erosion of the soil is given great attention, but the loss of longitudinal stability also takes place. As can be seen in Figure 2.4, the main and lower backup lines of the

Nadym-Punga I gas pipeline have an explicit convex shape. This fact can also be explained by the effect of the longitudinal compressive force on these sections, causing a loss of longitudinal stability of the pipeline. The imposition of one factor (erosion of soil) on another (the effect of longitudinal force) in aggregate gives a disappointing picture of the operational reliability of the pipeline as a whole.